

# L'Europe face au pic pétrolier



Les Verts | ALE  
au Parlement européen







## RESUME

Le pétrole abondant et bon marché a permis à l'Europe de devenir l'une des économies les plus riches et les plus modernes de la planète. Aujourd'hui, il est devenu son principal point faible. Des secteurs essentiels à la vie des populations sont devenus complètement dépendants de cette ressource non renouvelable. Des millions de personnes travaillent dans des industries pour fabriquer des avions, des voitures, des plastiques qui n'existent que grâce au pétrole. Des dizaines de millions de personnes en Europe se nourrissent chaque jour avec des fruits et légumes dont la production nécessite des engrais et biocides issus de la pétrochimie et dont le transport s'effectue principalement par camions. Des dizaines de millions de personnes se soignent avec des médicaments dont la composition fait également appel à la pétrochimie, se déplacent en voiture chaque jour pour aller travailler ou chauffent leur logement avec des chaudières à fioul. L'Union Européenne importera bientôt la totalité de cette énergie et sans une réorganisation radicale et une reconversion de nombreux secteurs, elle sera entièrement soumise aux nouvelles contraintes qui régissent l'énergie mondiale depuis le début des années 2000. En effet, nous avons atteint le pic ou plateau de production mondial que le géophysicien Marion King Hubbert avait modélisé dès la fin des années 1950. L'Agence Internationale de l'Énergie, dans ses dernières éditions du World Energy Outlook, admet que la production des gisements de pétrole conventionnel plafonne depuis 2006 et commence à décliner. C'est justement ce déclin qui pose problème, car il va être plus rapide que le développement des hydrocarbures non conventionnels. Jusqu'à présent, les deux facteurs déterminants de la capacité de production étaient le prix du pétrole et la consommation. Aujourd'hui, les autres contraintes sont trop fortes et trop nombreuses pour être négligeables. La lourdeur des investissements nécessaires, les conditions d'exploitation extrêmes, la diminution du retour énergétique sur énergie investie (ERoEI), les risques et impacts environnementaux et les fortes instabilités géopolitiques sont autant de freins qui peuvent remettre en question les prévisions de production à la hausse que suggèrent de nombreuses organisations publiques et privées.

L'évaluation des réserves pétrolières mondiales est forcément imprécise en raison du nombre important d'opérateurs, de la confidentialité de certaines données, de la complexité technique des évaluations et de l'imprécision des définitions internationales. Avec de telles variables, il devient aisé, pour les pays producteurs comme pour les compagnies privées, de manipuler les chiffres en fonction de leurs objectifs afin d'entretenir un flou permanent et trompeur. Il est également possible de donner l'impression que les découvertes ne cessent d'augmenter, alors qu'elles diminuent depuis plus de quarante ans. Depuis les années 1980, le monde consomme chaque année plus de pétrole qu'il n'en découvre, ce qui signifie que depuis cette période l'industrie pétrolière puise dans ses stocks. L'augmentation récente des réserves mondiales est due à l'intégration, dans les estimations, des pétroles extra-lourds du Canada (sables bitumineux) et du Venezuela connus de longue date. Plus de 330 milliards de barils ont ainsi été ajoutés aux réserves prouvées depuis 1999, sans qu'il s'agisse de nouvelles découvertes et malgré le fait que ces hydrocarbures ne puissent être considérés techniquement comme du pétrole brut conventionnel. Par ailleurs, la quasi-totalité des nouvelles découvertes a lieu dans des zones maritimes profondes, impliquant des coûts de production et d'investissement très élevés ainsi que des risques environnementaux largement accrus.

Partout, les meilleurs gisements sont déjà exploités, à l'exception de l'Irak où c'est l'instabilité politique qui freine leur développement. Avec une précision de l'ordre de  $\pm 20\%$ , nous pouvons dire que les réserves pétrolières restantes (2P) peuvent être évaluées à 1000 Gb, auxquelles s'ajoutent 500 Gb de pétroles extra-lourds.

Les sociétés industrielles sont aujourd'hui confrontées à la question des capacités de production, qui a jadis permis de réguler le prix du pétrole. Historiquement, la capacité de production mondiale est d'abord maîtrisée par les Etats-Unis jusqu'en 1971, période durant laquelle ils doivent se rendre à l'évidence : ils ne sont plus en mesure d'augmenter la production nationale, leur pic pétrolier est dépassé. Les pays de l'OPEP prennent le relais, allant jusqu'à décider du prix de vente au cours de réunions. La véritable prise de conscience internationale de la vulnérabilité des pays importateurs remonte aux deux premiers chocs pétroliers de 1973 et 1979, que l'on peut qualifier de « chocs de l'offre ». C'est à cette période que l'Agence Internationale de l'Energie est créée et des stocks stratégiques sont mis en place dans les pays de l'OCDE. Entre 2004 et le choc pétrolier de 2008, la production mondiale reste étonnamment stable malgré un prix du baril qui sera multiplié par trois.

Cela montre deux choses : d'une part, le choc pétrolier n'est pas lié à une baisse de la production, contrairement aux deux chocs précédents et d'autre part, les producteurs n'ont pas été capables d'augmenter la production pour stopper l'escalade des prix. Ce choc sera qualifié de « choc de la demande ».

Note : Ce rapport ainsi que les rapports annexes sont disponibles en téléchargement à l'adresse <http://www.peakoil-europaction.eu/>



## SOMMAIRE

Résumé	3
<b>I. PRESENTATION DE L'ETUDE</b>	7
A. Contexte	7
B. Structure et limites de l'étude	8
<b>II. PETROLE : COMPRENDRE L'URGENCE</b>	11
A. Ressources et réserves : estimer la taille du réservoir	11
B. Capacité de production ou taille du robinet	14
C. Quand la physique impose ses limites	18
D. Le mythe de la substitution	21
E. La bulle américaine du gaz de schiste	23
<b>III. IMPORTANCE DU PETROLE POUR L'ECONOMIE</b>	27
A. Histoire et prix du pétrole brut	27
B. Choc pétrolier de 2008	28
C. Pétrole et crise des subprimes	31
<b>IV. L'UNION EUROPEENNE FACE A CES ENJEUX</b>	37
A. Une Europe dépendante au pétrole	37
B. Une Europe dépourvue de pétrole	39
C. Importations et risques associés	41
D. Secteurs vitaux vulnérables	47
<b>V. CONCLUSION</b>	57
<b>BIBLIOGRAPHIE</b>	59
<b>LISTE DES ILLUSTRATIONS</b>	60
<b>LISTE DES TABLEAUX</b>	61
<b>LEXIQUE</b>	62
<b>BIOGRAPHIES</b>	64





1. L'énergie primaire est l'énergie directement disponible dans la nature avant transformation.  
Après les étapes de transformation et de transport, l'énergie consommée par l'utilisateur est appelée « énergie finale »
2. <http://www.gdfsuez-flash-energie.fr/La-facture-energetique-de-l-Europe>

## PRESENTATION DE L'ETUDE

### A. CONTEXTE

Après la seconde guerre mondiale, la consommation de pétrole a crû dans d'extraordinaires proportions à travers le monde. Les progrès de l'industrialisation et la forte poussée démographique ont engendré de nouvelles demandes en produits pétroliers. Aujourd'hui, l'ensemble de la population mondiale consomme en une seule journée ce qu'elle consommait en une année, il y a un siècle. Les multiples avantages du pétrole l'ont rendu indispensable au fonctionnement de l'économie mondiale. Qu'il s'agisse des transports, des médicaments, de l'agriculture, du textile, des plastiques, des produits d'hygiène, du chauffage, du bitume routier ou de la métallurgie, tous les secteurs essentiels de notre civilisation se sont organisés en fonction de la disponibilité et du bas coût de cette matière extraordinaire.

En 2011, les produits pétroliers représentaient 38 % de l'énergie primaire<sup>1</sup> consommée en UE-27, dont 80 % environ sont utilisés pour les transports (62 %) et la pétrochimie (18 %). Le pétrole est partout, il est un élément indispensable au fonctionnement des sociétés modernes.

Alors que l'UE fait face à des difficultés économiques graves, le prix de l'énergie ne cesse d'alourdir la facture des Etats membres. Entre 2000 et 2010<sup>2</sup>, l'Union consacrait en moyenne 1,7 % de son PIB pour les importations de pétrole. La situation est en train de

changer car, en 2012, la facture pétrolière devrait représenter 2,8 % du PIB, soit plus de 500 Md\$. Malgré l'importance du pétrole dans la stratégie de l'Union et de nombreux pays dans le monde, la plus grande confusion règne sur l'avenir de la production mondiale, avec des débats d'experts par articles et publications interposés, ainsi que des estimations officielles souvent divergentes et confuses.

Il est aujourd'hui indispensable d'analyser la situation de manière indépendante afin de faire des choix sur la base d'informations réalistes. L'analyse des nombreux événements ayant ponctué plus d'un siècle de développement industriel basé sur la consommation des hydrocarbures ainsi qu'une évaluation scientifique et non idéologique de la situation énergétique future doivent nous permettre d'anticiper les conséquences du déclin de la production pétrolière mondiale sur l'organisation de l'Union Européenne et de prendre des décisions éclairées.

Ce qu'il est courant d'appeler la crise financière de 2008 a fait suite à un choc pétrolier majeur mais différent des précédents, tant par son origine que par ses conséquences. Pourtant, si chacun se souvient du crash économique, peu font le lien avec le prix record qu'a atteint le pétrole durant l'année 2008. C'est pourquoi l'analyse de cet événement est cruciale pour comprendre que l'économie mondiale est



1. Voir section II.C

entrée dans une nouvelle phase et que ne pas en tenir compte pourrait avoir des répercussions dramatiques.

Encore aujourd'hui, le critère économique est considéré par beaucoup comme étant la seule limite au développement des sociétés modernes. Pourtant, le pétrole est une ressource dont les quantités sont limitées et l'industrie pétrolière est confrontée à des défis géologiques, technologiques et environnementaux sans précédents. On sait aujourd'hui que nous approchons chaque jour de limites physiques incontournables telles que la diminution de l'ERoEI<sup>1</sup> (Energy Return on Energy Invested).

Enfin, la complexité toujours plus grande des outils technologiques et des interdépendances sectorielles rend très difficile la compréhension et l'analyse par le plus grand nombre des contraintes auxquelles nous sommes et allons être confrontés, ce qui aboutit à une méconnaissance des problèmes, malgré le développement de l'internet et de l'accès à l'information.

## B. STRUCTURE ET LIMITES DE L'ETUDE

Cette étude a été conçue pour permettre au lecteur d'avoir une vision claire et la plus complète possible de la situation pétrolière, des conséquences de son évolution ainsi que des vulnérabilités de l'Union Européenne et de ses habitants face à la raréfaction et la hausse des prix du pétrole. Le schéma suivant montre quels sont les piliers sur lesquels nous nous appuyons et dans quelle logique elle a été construite.

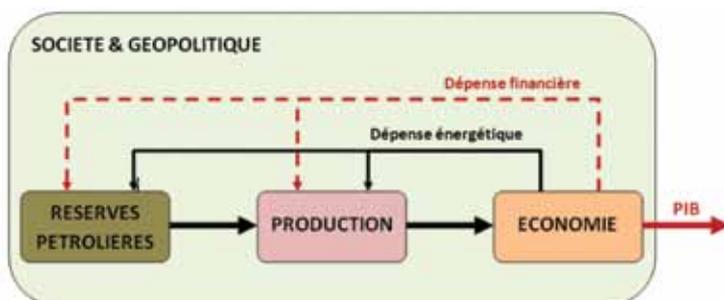


Figure 1: Schéma structurel de l'étude

La première partie présentera un état des lieux des réserves mondiales, en soulignant les incohérences et subtilités de certaines déclarations officielles, puis elle fera le point sur la capacité de production et expliquera le pic pétrolier ou peak oil, sujet principal de cette étude. Nous ferons alors le constat que la dépense énergétique nécessaire pour découvrir de nouvelles réserves et produire les hydrocarbures est de plus en plus importante, c'est ce que l'on appelle ERoEI ou taux de retour énergétique. Cette notion, actuellement peu considérée, est pourtant fondamentale car elle conditionne la quantité d'énergie nette restante pour faire fonctionner la société.

La deuxième partie analysera le lien étroit qui existe entre la production de pétrole et l'économie. D'une part, parce que la croissance économique nécessite une augmentation de la production pétrolière. D'autre part, parce que l'exploration et la production dépendent largement des investissements financiers qui, eux-mêmes, dépendent de l'état de l'économie.

La troisième et dernière partie sera consacrée plus précisément à l'Europe, évaluant sa consommation, ses réserves et sa production de pétrole, analysant sa dépendance aux importations. Elle esquissera ensuite un portrait de la situation géopolitique des principaux fournisseurs, puis terminera par une analyse des vulnérabilités de l'Union Européenne, illustrée par un scénario à deux cents dollars par baril de pétrole.

### LIMITES

Nous souhaitons, au travers de cette étude, mettre en évidence les grandes tendances et porter un regard critique sur les données officielles. Cependant, étant donné le manque de cohérence dans les définitions, l'importance politique et stratégique des déclarations effectuées par les pays producteurs ou les compagnies pétrolières, ainsi que la confidentialité et le nombre important des données, il n'est pas toujours possible d'être totalement affirmatif et nous ferons en sorte d'être prudents dans les analyses.



---

La dépendance au pétrole de tous les secteurs et à tous les niveaux des économies mondiales rend l'analyse et l'anticipation des événements particulièrement complexes. Ainsi, il ne peut être préjugé avec certitude de la réaction des populations, des choix politiques et stratégiques, des évolutions climatiques et écologiques planétaires.







Note : les données et définitions détaillées sont consultables dans le Rapport Annexe 1, disponible en téléchargement sur le site : <http://www.peakoil-europaction.eu/>.

## PETROLE : COMPRENDRE L'URGENCE

*« Pour le pétrole non conventionnel, ce n'est pas la taille du réservoir qui importe, mais la taille du robinet ».*

(Jean-Marie Bourdaire, ancien directeur de l'AIE)

Une des erreurs les plus courantes lorsque l'on aborde le problème du pétrole de manière trop rapide consiste à ne parler que de la quantité de pétrole restante dans le sous-sol, sans parler de la capacité de production. Autrement dit, il est question de la taille du réservoir mais pas de celle du robinet. Nous allons voir, dans cette première partie, que le fait de disposer d'hydrocarbures dans le sous-sol ne garantit pas que ceux-ci puissent être disponibles en quantités suffisantes pour répondre à la demande.

puisque tous ne seront pas techniquement ou économiquement exploitables.

Les ressources que l'on peut récupérer techniquement et de façon rentable sont appelées réserves. Plusieurs étapes se succèdent pour les estimer : étude géologique (description du gisement), étude technique (quantité extractible), étude économique (rentabilité) et choix de communication (quantités à déclarer pour des raisons politiques ou stratégiques). Ces étapes permettent d'établir une estimation probabiliste des réserves, c'est-à-dire une classification en fonction de leur probabilité d'existence. On peut donc distinguer les réserves prouvées ou P90 (probabilité supérieure à 90 % d'être extraites), les réserves probables ou P50 (probabilité supérieure à 50 %) et les réserves possibles ou P10 (probabilité supérieure à 10 %). La somme des réserves et du pétrole qui a déjà été consommé constitue les « réserves ultimes », c'est-à-dire le volume total de pétrole qui aura été extrait par l'être humain.

Les réserves sont officiellement classées de la manière suivante: 1P (prouvées), 2P (prouvées + probables), et 3P (prouvées + probables + possibles). Même si ce

### A. RESSOURCES ET RESERVES : ESTIMER LA TAILLE DU RESERVOIR

#### 1. DEFINITIONS

Lorsque l'on parle des quantités d'hydrocarbures, il faut commencer par distinguer les ressources des réserves. Les ressources sont les volumes d'hydrocarbures que l'on estime être dans le sous-sol et ils sont bien supérieurs à ceux qui seront réellement extraits,



12

1. David Strahan, Oil has peaked, prices to soar – Sadad al-Huseini, consulté le 17/04/2012, URL: <http://www.davidstrahan.com/blog/?p=67>

sont généralement les réserves 1P qui sont déclarées, c'est l'estimation des réserves 2P qui se rapproche le plus de ce qui sera réellement extrait (dans la plupart des cas).

### 2. DES CHIFFRES INCERTAINS, DIVERGENTS, FAUX OU MANIPULES

De nombreux éléments rendent difficiles la comparaison et l'interprétation des chiffres : complexité pour définir clairement les réserves ou leur rentabilité économique, prise en compte ou non d'hydrocarbures différents selon les rapports, surestimations et sous-estimations des réserves, incertitudes liées aux difficultés techniques ou à la situation politique, etc.

#### RESERVES ULTIMES

La moyenne des estimations est restée stable pendant 60 ans autour de 2000 Gigabarils (Gb), avant de subir une augmentation récente suite à l'intégration, par les organisations américaines (USGS, Exxon Mobil, EIA), des hydrocarbures non conventionnels dans les estimations. Aujourd'hui, la moyenne se situe plutôt entre 2500 et 3000 Gb et sur une centaine d'estimations, cinq seulement sont supérieures à 4000 Gb. Il est bon de rappeler que ce chiffre inclut ce qui a déjà été consommé, soit 1300 Gb. Autrement dit, l'humanité a consommé environ la moitié du pétrole qu'elle aura été en mesure d'extraire.

#### RESERVES PROUVEES

Les estimations des réserves prouvées ont, quant à elles, connu des hausses significatives successives malgré l'absence de nouvelles découvertes majeures : +300 Gb à partir de 1985, lors de la mise en place des quotas de production par l'OPEP<sup>1</sup>, +130 Gb en 1999, suite à l'intégration des sables bitumineux du Canada dans les réserves prouvées et +200 Gb en 2007 avec l'intégration du pétrole extra-lourd du Venezuela. Au total, ce sont plus de 600 Gb qui ont été ajoutés aux estimations sans qu'il s'agisse de nouvelles découvertes. En 2012, les réserves prouvées mondiales de pétrole sont estimées à 1653 Gb selon la dernière publication de BP, contre 1383 Gb en 2011 soit une augmentation de 20 % en une année. Selon les statistiques du Oil&gas Journal, les réserves n'ont progressé que de 3,6 % en une année et atteignent 1523 Gb au 1er janvier 2012.

Les sources de BP sont les suivantes: sources primaires officielles, secrétariat de l'OPEP, World Oil, Oil&Gas Journal, estimation indépendante des réserves de la Russie et de la Chine basée sur les informations disponibles dans le domaine public.



Figure 2: Classification schématique des réserves

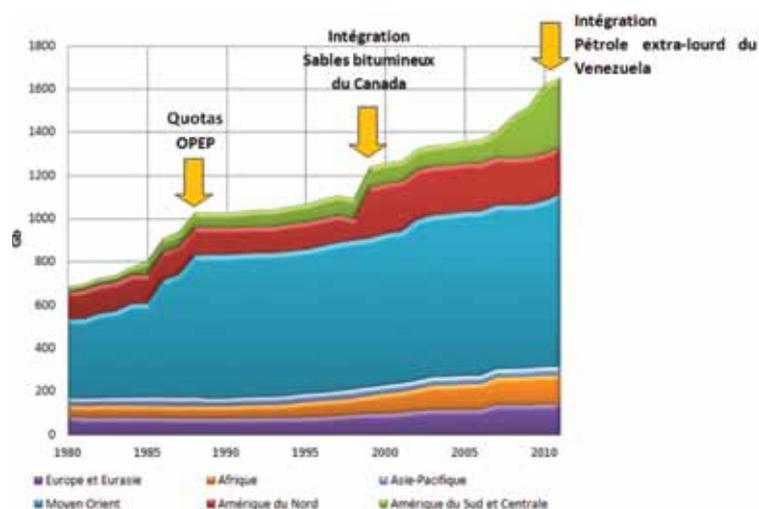


Figure 3: Evolution des réserves prouvées mondiales 1980 - 2012 (Données BP 2012)

1. A l'inverse, la somme des réserves 3P conduit systématiquement à une surestimation. Voir rapport technique 1.
2. Le backdating des réserves est une méthode qui a été proposée dès 1998 dans l'ouvrage « The end of cheap oil » par Jean Laherrère et Colin Campbell (Campbell & Laherrère, 1998)
3. Degré de précision évoqué par J. Laherrère lors d'un échange.

4. Jean Laherrère est un expert pétrolier et consultant. Après avoir travaillé pendant 37 ans pour Total, il effectue aujourd'hui du conseil et des formations dans le monde entier sur l'avenir de l'exploration et de la production d'hydrocarbures. Il est également fondateur de l'association ASPO.



Il faut souligner que le fait d'**additionner des réserves prouvées (1P)** est une faute mathématique qui sous-estime les volumes réels<sup>1</sup>. Les estimations des réserves prouvées mondiales qui additionnent simplement les réserves prouvées de chaque pays ou région du monde sont donc erronées. La sous-évaluation est une pratique qui permet de constater une croissance des réserves dans le temps, ce qui est rassurant pour les investisseurs.

La surévaluation des réserves est également pratiquée mais seulement pour les Etats, car elle peut offrir des avantages politiques et économiques. Dans le cas des compagnies privées, ce type de pratique est rare car il conduit à une perte de confiance de la part des investisseurs et présente donc des risques trop importants.

Enfin, les pays de l'OPEP (qui posséderaient les trois quarts des réserves pétrolières mondiales) publient l'évaluation de leurs réserves chaque année, mais en refusant tout audit indépendant pour cause de secret d'Etat. Il est difficile de comprendre la logique d'un pays qui publie ses chiffres tout en estimant qu'il s'agit d'un secret d'Etat et on peut légitimement se demander si de telles **déclarations peuvent être fiables**.

Pour toutes ces raisons, mais aussi parce que les définitions officielles manquent de précision, que les données sont souvent confidentielles ou hors de prix et que chaque organisation intègre des hydrocarbures différents dans ses chiffres, les déclarations doivent être maniées avec la **plus grande précaution**.

### 3. CHOIX D'ESTIMATIONS POUR L'ETUDE

Tenant compte de ces nombreuses incohérences, nous pensons qu'il est indispensable de proposer une autre estimation plus indépendante et dont l'évolution se justifie techniquement. A la lecture de différentes études et rapports, voici les 3 principes que nous retenons :

- Prise en compte des réserves 2P (prouvées + probables) car elles se rapprochent le plus des quantités qui seront réellement extraites.
- Rétrodatation des réserves (backdating<sup>2</sup>) : une meilleure connaissance d'un gisement peut aboutir à une

hausse des volumes. Traditionnellement ces nouvelles quantités sont attribuées à l'année de la réévaluation, ce qui donne l'impression que de nouvelles découvertes ont eu lieu. La rétrodatation consiste à affecter ces quantités à l'année de découverte de ce gisement. Par cette méthode, on observe que les réserves restantes liées à de nouvelles découvertes sont en baisse depuis les années 1980.

- Non prise en compte dans le pétrole brut des pétroles extra-lourds (dont les sables bitumineux), pour des raisons géologiques, mais également à cause de la forte augmentation des contraintes de développement, d'extraction et de traitement.

Sur ces bases, une nouvelle estimation des réserves restantes de pétrole brut de l'ordre de **1000 Gb** semble plus réaliste (avec une précision<sup>3</sup> de  $\pm 20\%$  environ liée à toutes les incertitudes d'estimation). Les réserves de pétrole extra-lourd sont estimées à **500 Gb** et sont essentiellement situées au Canada et au Venezuela. Le graphique suivant montre l'évolution des deux types d'estimation. En rouge, l'évolution des réserves 1P qui sous-estimait au départ les quantités extractibles et qui montre l'intégration des pétroles extra-lourds. En vert, l'évolution tenant compte des trois principes énoncés plus haut. On constate clairement que les réserves de pétrole brut liées à de nouvelles découvertes sont en déclin depuis les années 1980 et que l'on consomme davantage que ce qu'on découvre.

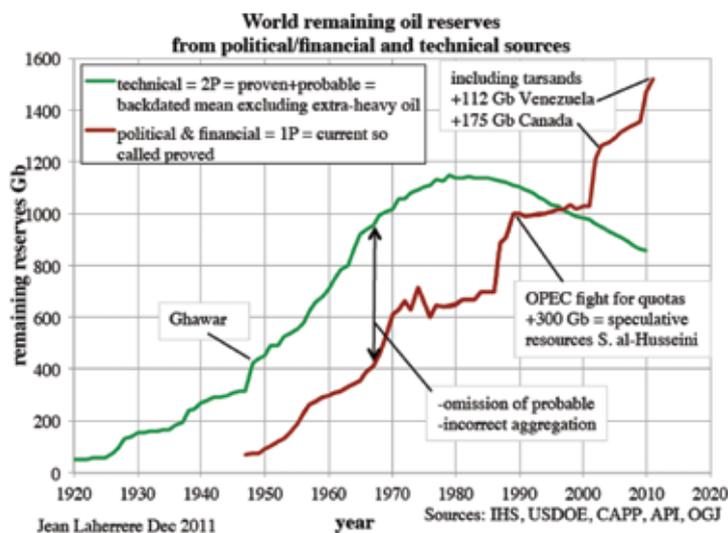


Figure 4: Réserves pétrolières mondiales restantes d'après les sources politiques, financières et techniques (Source : Jean Laherrère<sup>4</sup>)



### B. CAPACITE DE PRODUCTION OU TAILLE DU ROBINET

Après avoir dressé l'état des lieux du volume des réserves, nous devons faire le point sur la capacité de production, c'est-à-dire la capacité de l'industrie pétrolière à extraire, transporter, raffiner et distribuer le pétrole pour répondre à la demande.

#### 1. PIC PETROLIER: QUAND LES ROBINETS SONT OUVERTS A FOND

Afin de simplifier le discours, les médias et même certains experts ou communicants du secteur pétrolier expriment toujours la durée de disponibilité du pétrole en divisant les réserves restantes par la production annuelle. Ainsi, nous entendons souvent : « il reste X années de pétrole à consommation constante ». Il s'agit du ratio *Réserve / Production* ou *R/P*. La représentation graphique d'une telle évolution permet de se rendre compte qu'elle est une vue de l'esprit et qu'elle ne peut correspondre à aucune réalité physique.

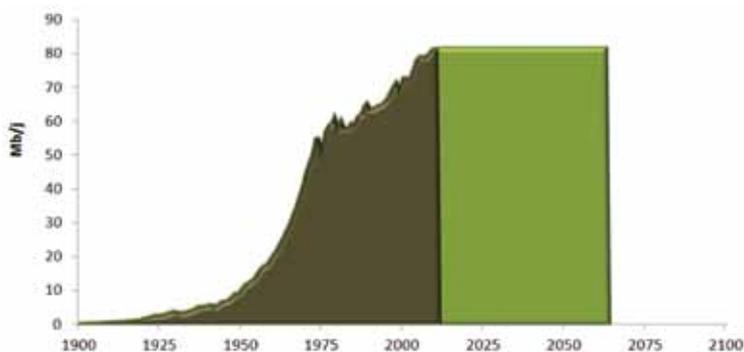


Figure 5: Futur de la production mondiale de pétrole, Ratio R/P 2012 (Données BP 2012)

Comme le montre le schéma ci-dessus, il est impossible de répondre à une consommation constante qui durerait 52 ans et qui chuterait du jour au lendemain pour arriver à zéro. Cette manière de concevoir

le futur de la production de pétrole ne devrait plus être utilisée car elle donne l'impression trompeuse que la situation restera parfaitement stable pendant de nombreuses années. Dès lors, comment peut-on anticiper, de manière plus réaliste, l'évolution de la production mondiale ?

Dans les années 1950, l'ingénieur **Marion King Hubbert (1903-1989)**, géophysicien pour la compagnie Shell, fait le constat que l'évolution des découvertes de gisements suit une courbe en forme de cloche qui commence à zéro, atteint un maximum (ou pic) puis redescend jusqu'à zéro. Il pense alors que la production devrait suivre le même type d'évolution et il crée un modèle mathématique (modélisation de Hubbert) dans lequel il intègre les données pétrolières de 48 Etats américains (Etats-Unis moins l'Alaska et Hawaï). Il obtient alors une courbe de production en forme de cloche dont le sommet, appelé *peak oil* ou *pic pétrolier*, est atteint lorsque la moitié des réserves a été consommée. C'est le moment où les robinets sont ouverts à fond. Il prévoyait alors le déclin de la production américaine vers 1970 et l'histoire lui a donné raison.

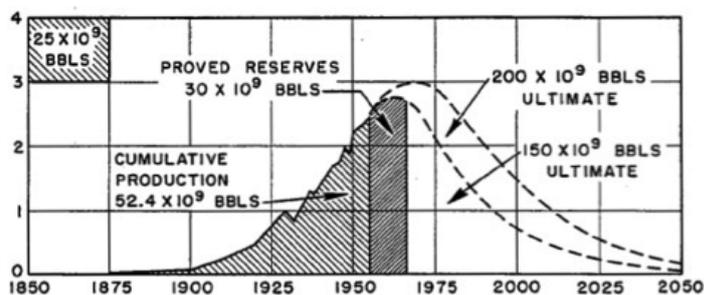


Figure 6: Modélisation de Hubbert appliquée à la production pétrolière américaine, pour 150 Gb et 200 Gb de réserves ultimes

En 1998, Colin Campbell et Jean Laherrère publient un papier largement remarqué dans le monde entier : « The End Of Cheap Oil ? » dont la conclusion exprime clairement la situation :



1. L'expression « peak oil » a été préférée à « oil peak » car le nom « ASPO » était plus harmonieux que « ASOP » d'un point de vue phonétique.

2. La notion de Bumpy plateau a été introduite par Jean Laherrère en 2006,  
URL : <http://www.oilcrisis.com/laherrere/groningen.pdf>

« *Le monde n'est pas à cours de pétrole, du moins pas encore. Ce à quoi nos sociétés doivent faire face, c'est la fin du pétrole abondant et bon marché dont dépendent toutes les nations industrielles* » (Campbell & Laherrère, 1998).

Cet article marquera le début d'une prise de conscience internationale au sujet de la notion de pic de production. Il sera suivi, en décembre 2000, de la création de l'association ASPO (Association for the Study of Peak Oil&gas) dont est issu le terme « Peak Oil<sup>1</sup> ».

Les travaux de Hubbert sont d'une importance majeure, même si la précision des prévisions pour la production américaine ne peut pas être reproduite pour l'ensemble de la production d'hydrocarbures mondiale, car un certain nombre de facteurs supplémentaires doivent être pris en compte. Mais quelle que soit l'influence de ces facteurs sur la forme de la courbe de production, la surface (aire mathématique) située en dessous de celle-ci doit toujours être la même car elle représente la quantité ultime de pétrole récupérable (réserves ultimes ou URR).

Pour illustrer ce phénomène, prenons le scénario de référence de l'AIE qui envisage une progression de la production globale jusqu'à 100 Mb/j en 2035. Nous avons donc regardé quelle forme aurait la courbe après 2035, en fonction des réserves ultimes considérées (surface sous la courbe).

Début de déclin	2035-2040
Production maxi	100 Mb/j
URR requis	4000 Gb mini

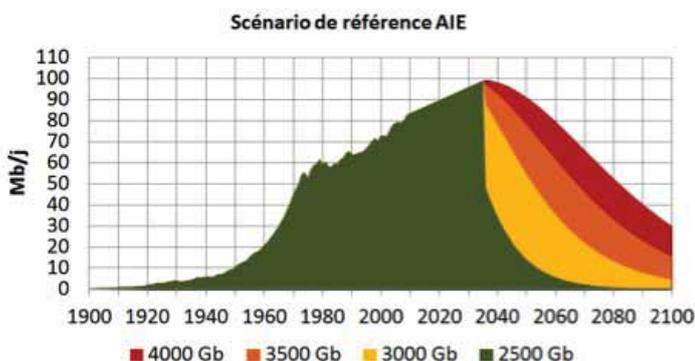


Figure 7: Evolution de la production pétrolière mondiale en fonction du scénario de référence de l'AIE et des réserves ultimes (Données: The Shift Project)

On constate que si les réserves ultimes n'excèdent pas 2 500 Gb (vert foncé), la production s'effondre après 2035 en passant de 100 Mb/j à 50 Mb/j. Une telle situation ne semble pas réaliste et, dans tous les cas, n'est pas souhaitable car cela signifie que la moitié de la production mondiale s'interrompt du jour au lendemain. Si les réserves ultimes représentent 3000 à 3500 Gb, on observe également une discontinuité dans la production avec une diminution brusque après le pic de production (jaune et orange). Pour que le scénario de l'AIE puisse se réaliser sans provoquer une rupture dans la production globale, il faudrait donc que les réserves ultimes soient supérieures à 4000 Gb (rouge), ce qui n'est pas le cas selon la majorité des estimations.

En plus de l'estimation des réserves ultimes récupérables, il faut également intégrer le **facteur économique**. Il y a une forte corrélation entre l'augmentation de la production de pétrole et la croissance économique. L'évolution du PIB (Produit Intérieur Brut) provoque des variations de la demande pétrolière : une économie en croissance consomme plus de pétrole, donc son prix et les investissements ont tendance à augmenter. A l'inverse, une économie en récession consomme moins de pétrole et les prix de ce dernier baissent, ainsi que les investissements. Mais depuis 2005, la hausse des prix ne suffit plus à faire augmenter l'offre pour des raisons techniques. Le coût du pétrole est alors trop élevé pour être absorbé par l'économie, ce qui provoque une baisse de la demande et une récession. Ces variations génèrent alors une succession de hausses et de baisses de la production, des prix, du PIB et forment ce que l'on appelle un *plateau ondulant ou bumpy plateau*<sup>2</sup>.

S'ajoute à ces contraintes le **facteur géopolitique** : certains événements peuvent ralentir la consommation, bloquer la production ou la distribution d'un pays et repousser, de fait, le déclin global. C'est ce qui s'est passé en 1973 avec le choc pétrolier et lors des événements majeurs qui ont suivi.



16

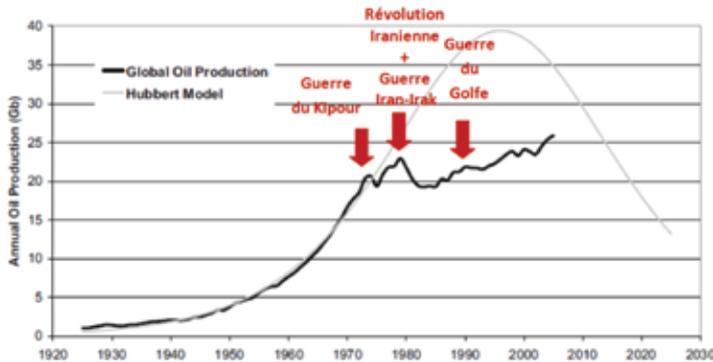


Figure 8: Impact des événements géopolitiques sur la production mondiale

### 2. FUTUR DE LA PRODUCTION MONDIALE

Depuis la seconde guerre mondiale, étape marquant l'entrée dans l'ère du pétrole, la consommation a augmenté de façon exponentielle, jusqu'aux chocs pétroliers. Depuis le début des années 1970, l'OPEP parvenait à réguler l'offre et la demande et à imposer ses prix. Depuis 2005, seulement 33 pays produisent plus qu'ils ne consomment et tous les autres sont donc importateurs. Même si les prix sont élevés, cela ne suffit plus pour augmenter la production et répondre à une demande toujours croissante.

#### DECLIN DE LA PRODUCTION ACTUELLE

La première cause de ce phénomène est le déclin de la production des gisements exploités actuellement. Si l'on se penche sur le **pétrole conventionnel**, 580 des plus grands gisements<sup>1</sup>, fournissant 58 % de la production mondiale actuelle, sont en phase de déclin. Leur production devra donc être remplacée par celle de gisements plus petits, dont le rythme de déclin est plus élevé. En effet, la taille moyenne des gisements découverts est passée de 400 Mb dans les années 1950, à 50 Mb actuellement.

D'autres facteurs provoqueront une accélération du déclin dans le temps. D'une part, la technologie qui permet de relever momentanément le niveau de pro-

1. Il y aurait plus de 70 000 gisements pétrolier (AIE) et 95 % du pétrole serait situé dans les 1500 plus gros gisements.
2. L. Maugeri a été critiqué à plusieurs reprises par des experts pour l'utilisation, dans cette étude, d'hypothèses infondées ou bien trop optimistes par rapport à la réalité.

duction d'un gisement (injection d'eau ou de CO<sub>2</sub> par exemple), provoque une accélération du déclin dès lors que ce niveau de production ne peut plus être maintenu. D'autre part, la majorité des nouvelles découvertes est située en zone offshore et les coûts d'exploitation importants imposent une production plus rapide. Dans ces conditions, l'augmentation du rythme de production, comme le déclin, sont bien plus importants.

#### DECOUVERTES ET DEVELOPPEMENTS DE PETROLE CONVENTIONNEL

L'AIE estime que ce déclin sera compensé par de nouvelles découvertes et de nouveaux développements de pétrole conventionnel. Une étude récente de L. Maugeri (jugée trop optimiste<sup>2</sup>), évaluée à 14,2Mb/j la production additionnelle possible pour cette catégorie de pétrole en 2020. Ces chiffres sont largement au-dessus des tendances actuelles et des chiffres annoncés par les organisations officielles, notamment par une sous-estimation du taux de déclin annuel des gisements. Par exemple, l'AIE estime dans son scénario central (IEA, 2012) que la production irakienne pourrait atteindre 6,1 Mb/j, soit une hausse nette de 3,6 Mb/j par rapport à fin 2011, alors que Maugeri envisage une progression de 5,1 Mb/j (+40 % par rapport au scénario de l'AIE). Nous faisons le choix d'appliquer un coefficient de réduction de 15 % à 30 % (hypothèses haute et basse) sur l'ensemble des projections de découvertes et développement citées dans cette étude. Ceci nous conduit à une progression comprise entre **10 et 12 Mb/j en 2020**.

#### PETROLE NON CONVENTIONNEL

Tout d'abord, la majorité des découvertes actuelles est située en zone maritime (offshore), dans des eaux profondes (plus de 300 mètres) et très profondes (plus de 1500 mètres). Si le potentiel de développement est important, les défis techniques, logistiques et financiers sont énormes. Pour ce type d'exploitation, les principaux pays producteurs sont les USA, le Brésil, l'Angola, le Nigeria, la Norvège, l'Azerbaïdjan et

1. Nous avons considéré que le taux de déclin augmentait dans le temps et était plus important pour les gisements offshore que pour les gisements onshore. Tous les détails concernant les projections réalisées sont disponibles dans le rapport annexe 1.
2. Cette projection est le scénario central entre les hypothèses les plus hautes et les hypothèses les plus basses.



17

l'Égypte. Selon les études cette production pourrait être augmentée de **3 à 4,9 Mb/j** entre 2012 et 2020.

Au centre de l'actualité également : la production de **l'Arctique**. Hors de toute considération politique ou environnementale, une étude de 2011 estime qu'avec des conditions favorables, la production de l'Alaska augmenterait de nouveau à partir de 2015, après avoir décliné depuis 1990. Celle du Canada augmenterait à partir de 2017 (pic en 2025), et celles de la Russie et du Groenland à partir de 2030. Mais globalement, pour l'arctique, il n'y aurait **aucune production supplémentaire avant 2020** par rapport à la situation actuelle. A partir de 2030 nous pourrions compter sur 1,5 Mb/j (Lindholt & Glomsrod, 2011). Il faut de plus considérer les défis techniques propres à cette région : équipements spéciaux et sécurisation des structures dus aux hivers rigoureux et sols inhospitaliers, marécages en périodes chaudes, conditions extrêmes pour les salariés...

Les **sables bitumineux** du Canada sont souvent montrés en exemple car les réserves sont importantes et accessibles. Selon La Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP), la production pourrait passer de 1,6 Mb/j aujourd'hui à 4,5 Mb/j en 2020, soit une augmentation de **2,9 Mb/j**. Mais ce pétrole est surtout importé par les USA et la tendance devrait se confirmer, puisque 80 % de la production canadienne devrait leur être destinée en 2020, ce qui laisse environ 0,9 Mb/j pour le marché international. Quel que soit l'avenir de cette filière, les conditions d'exploitation difficiles, le fort impact environnemental et le faible taux de retour énergétique de cette ressource ne devraient pas lui permettre de devenir le principal carburant des économies industrielles.

Le Venezuela a été récemment classé première réserve mondiale de pétrole devant l'Arabie Saoudite grâce à son pétrole extra-lourd situé dans la « Ceinture de l'Orénoque ». La production de ce dernier n'excède pas 0,8 Mb/j actuellement et pourrait augmenter jusqu'à 4 Mb/j entre 2012 et 2021 selon un cabinet latino-américain (IPD Latin America, 2012). Beaucoup moins optimistes, l'IEA et l'EIA estiment

que la production sera comprise entre 1 et 2 Mb/j en 2020. La hausse pourrait donc être comprise entre **0,2 et 3,2 Mb/j**.

Les Etats-Unis exploitent désormais une nouvelle ressource : **le tight oil** dont la production est en augmentation depuis 2008. La hausse vertigineuse du nombre de puits sur une période courte a permis un développement qui n'avait pas été anticipé. Cette production représente aujourd'hui moins de 1 Mb/j et pourrait atteindre 1,2 à 2,2 Mb/j en 2020 selon les scénarios de l'EIA, soit une hausse de **0,2 à 1,2 Mb/j**. L'ensemble des pétroles non conventionnels représente un potentiel de mise en production total compris entre **6,3 Mb/j et 12,2 Mb/j en 2020**.

## CARBURANTS SYNTHETIQUES

Le coût de production et les investissements considérables nécessaires au développement des carburants synthétiques resteront un frein important à leur développement. La production globale de biocarburant pourrait augmenter de **0,7 à 2,7 Mb/j** suivant les estimations et celle de CTL (Coal To Liquid) d'environ **0,3 Mb/j**. Pour le GTL (Gas To Liquid), l'augmentation sera négligeable, même si une ou deux unités de production sont construites aux Etats-Unis. Au total, les carburants synthétiques présentent un potentiel de mise en production compris entre **1 et 3 Mb/j d'ici 2020**.

## BILAN

Après avoir analysé les perspectives de déclin de l'existant<sup>1</sup>, de production pétrolière additionnelle et de carburants synthétiques, nous pouvons dresser un bilan pour le futur de la production tous liquides à l'horizon 2020. Selon la projection centrale<sup>2</sup> détaillée ci-après, on constate un déclin progressif de la production à partir de 2014-2015.



18

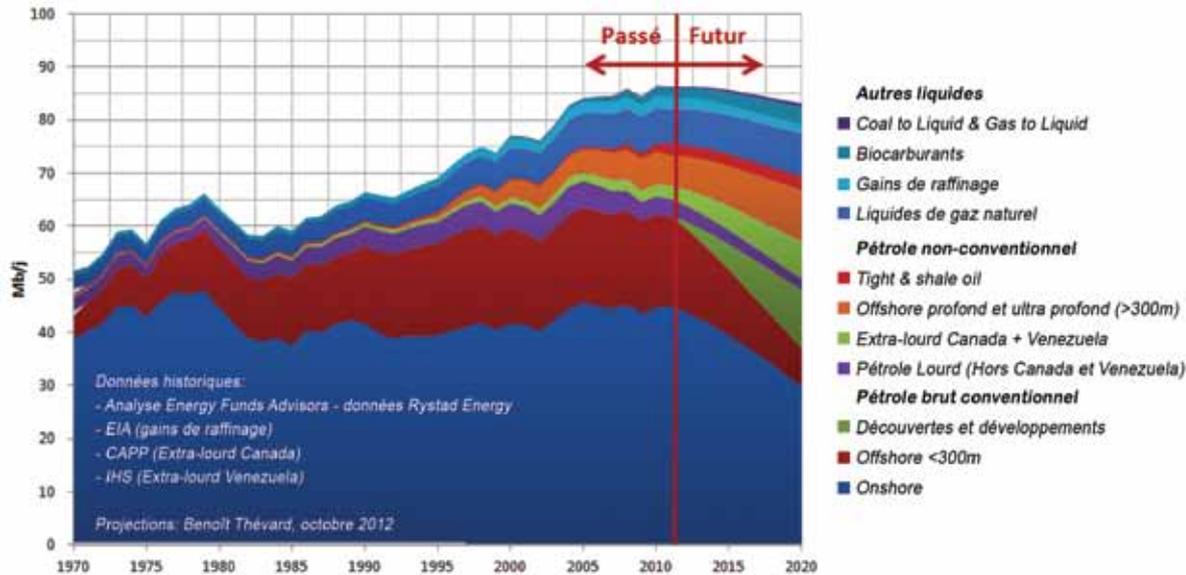


Figure 9: Projection 2020: production mondiale tous liquides (scénario central)

Soulignons que pour l'énergie nette (voir chapitre suivant) réellement disponible pour la société, le bilan doit être revu à la baisse puisqu'une part de plus en plus importante est réutilisée pour la production même de ces hydrocarbures.

## C. QUAND LA PHYSIQUE IMPOSE SES LIMITES

« Tant que le pétrole est utilisé comme une source d'énergie, quand le coût énergétique pour obtenir un baril de pétrole deviendra plus important que l'énergie contenue dans ce pétrole, la production s'arrêtera, quel que soit le prix monétaire » (M. King Hubbert).

### 1. DEFINITION DE L'EROEI

Bien souvent, les commentateurs abordent la question du pétrole sous un angle purement économique. Il est vrai que, jusqu'à présent, la hausse des cours du pétrole était le principal facteur permettant d'accéder à de nouvelles ressources. C'est encore le cas aujourd'hui avec le développement des sables bitumineux du Canada ou pétrole de schiste aux États-Unis qui sont devenus rentables depuis la hausse importante du prix du pétrole des années 2000.

Mais il existe aussi et surtout une limite physique à l'exploitation de certaines ressources. En effet,



pour accéder à une ressource énergétique, il faut d'abord investir une certaine quantité d'énergie. Par exemple, pour exploiter l'énergie solaire il faut fabriquer, installer et maintenir des panneaux solaires ou des centrales à concentration. Pour exploiter l'énergie du vent, il faut fabriquer, installer et maintenir des éoliennes etc. C'est aussi le cas pour le pétrole car il faut chercher les gisements, vérifier leur productivité, fabriquer et mettre en place tous les équipements puis effectuer la production.

L'indicateur qui permet de comparer les différents types d'énergie est l'ERoEI (Energy Return on Energy Invested) ou taux de retour énergétique. Dans la littérature, il est également appelé EROI (Energy Return On Investment).

L'ERoEI est le rapport entre l'énergie récupérée et l'énergie consommée pour cette production. C'est un nombre sans unité.

$$\text{ERoEI} = \frac{\text{(Énergie récupérée)}}{\text{(Énergie consommée pour la production)}}$$

Pour le pétrole et le gaz, la comptabilisation de l'énergie consommée s'arrête généralement au moment où le pétrole ou le gaz arrive en tête de puits. Les étapes de transport, de raffinage, de distribution et d'utilisation ne sont pas prises en compte, pas plus que les impacts environnementaux. Par conséquent, l'ERoEI réel est plus défavorable que les estimations existantes (Hall, Balogh, & Murphy, 2009).

Prenons l'exemple du pétrole américain dans les années 1950. A cette époque, il fallait investir 1 baril pour en récupérer 25. On dit que l'ERoEI est de 25 ou encore 25:1 (vingt cinq pour un).

## ENERGIE NETTE

L'énergie nette est la quantité d'énergie qu'il reste pour la société après avoir soustrait l'énergie utilisée pour la production de cette même énergie. Son unité peut varier selon les besoins (kWh, Tep, baril...). Il

est possible d'évaluer cette énergie nette à partir de l'ERoEI. L'énergie nette consiste à soustraire l'énergie consommée dans le processus de production à l'énergie totale récupérée.

$$\text{Énergie Nette} = \text{Énergie récupérée} - \text{Énergie consommée}$$

Reprenons l'exemple du pétrole américain des années 1950. Comme nous l'avons vu, un seul baril investi permettait de récupérer environ 25 barils de pétrole. Pour une production totale de 1 million de barils, il fallait donc investir :

$$\frac{1.000.000}{25} = 40.000 \text{ barils}$$

Donc l'énergie nette réellement disponible pour la société était de :

$$\text{Énergie Nette} = 1.000.000 - 40.000 = 960.000 \text{ barils}$$

Prenons maintenant l'exemple de l'éthanol de maïs américain, dont l'ERoEI est de 1 (entre 0,7 et 1,3 selon les études). Pour produire 1 million de barils, il faudra investir :

$$\frac{1.000.000}{1} = 1.000.000 \text{ barils}$$

Donc l'énergie nette réellement disponible pour la société est de :

$$\text{Énergie Nette} = 1.000.000 - 1.000.000 = 0 \text{ baril}$$

Même s'il existe une plus-value économique pour des raisons de fiscalité et de subventions, la production d'éthanol de maïs n'apporte, en première approximation, aucune énergie supplémentaire à la société.



### 2. EROEI MINIMAL POUR UNE SOCIETE

Au début de l'exploitation industrielle du pétrole, un baril dépensé permettait de récupérer 100 barils, l'ERoEI était donc de 100:1 (cent pour un). L'énergie nette disponible pour la société était donc de 99 barils pour chaque baril investi. A cette époque, le pétrole affleurait le sol, il était très liquide et facile à extraire et le taux de retour énergétique était excellent. La technique était alors très rustique mais elle suffisait pour répondre à la demande. Au cours du temps, la demande a augmenté et la technique s'est améliorée, que ce soit pour l'exploration ou la production. Ainsi, les plus gros gisements de pétrole conventionnel ont été découverts dans les années 1950-1960 et ont permis une accélération massive de la production pour un coût économique et énergétique très faible.

Très rapidement, des limites physiques ont commencé à apparaître telles que la baisse de pression dans les gisements, l'augmentation de la profondeur, de

la viscosité du pétrole, de la densité des roches. Ces barrières ont pu être dépassées techniquement mais au prix d'une dépense énergétique et d'une consommation de matériaux croissantes. Par exemple, après avoir été divisé par 4 entre 1930 et 1950, l'ERoEI moyen de l'industrie pétrolière américaine est passé de 24:1 à 11:1 entre 1954 et 2007 (Guilford, Hall, O'Connor, & Cleveland, 2011). Autrement dit, il faut dépenser deux fois plus d'énergie aujourd'hui qu'en 1954, aux Etats-Unis, pour obtenir la même quantité d'énergie nette disponible.

Un ERoEI élevé signifie une énergie nette disponible élevée pour la société. Autrement dit, la construction de notre civilisation industrielle durant les décennies passées a été rendue possible grâce à l'immense quantité d'énergie nette disponible, car il suffisait d'en investir très peu pour en récupérer beaucoup. L'énergie nette est alors utilisée par tous les autres secteurs (construction, santé, agriculture, loisirs...). Le graphique suivant<sup>1</sup> montre l'évolution de cette énergie nette en fonction de l'ERoEI et on peut remarquer que l'énergie disponible s'effondre lorsque l'ERoEI devient inférieur à 8-10.

Dans le contexte du déclin des gisements actuellement en production, les choses sont en train d'évoluer et les regards se tournent aujourd'hui vers les ressources non conventionnelles dont l'ERoEI est de plus en plus bas (sables bitumineux, pétrole extra-lourd, biocarburants, tight oil, pétrole et gaz de schiste). Nous reviendrons là-dessus plus tard dans l'étude. Or il y a un seuil, un ERoEI minimum au-dessous duquel une société ne peut pas descendre pour pouvoir soutenir son activité économique et ses fonctions sociales (Hall, Balogh, & Murphy, 2009). En effet, si l'énergie ne sert qu'à produire de l'énergie, il ne reste plus rien pour permettre à une société de fonctionner.

D'après (Hall, Balogh, & Murphy, 2009), le seuil infranchissable de l'ERoEI global pour le fonctionnement d'une civilisation comme la nôtre est **autour de 10**.

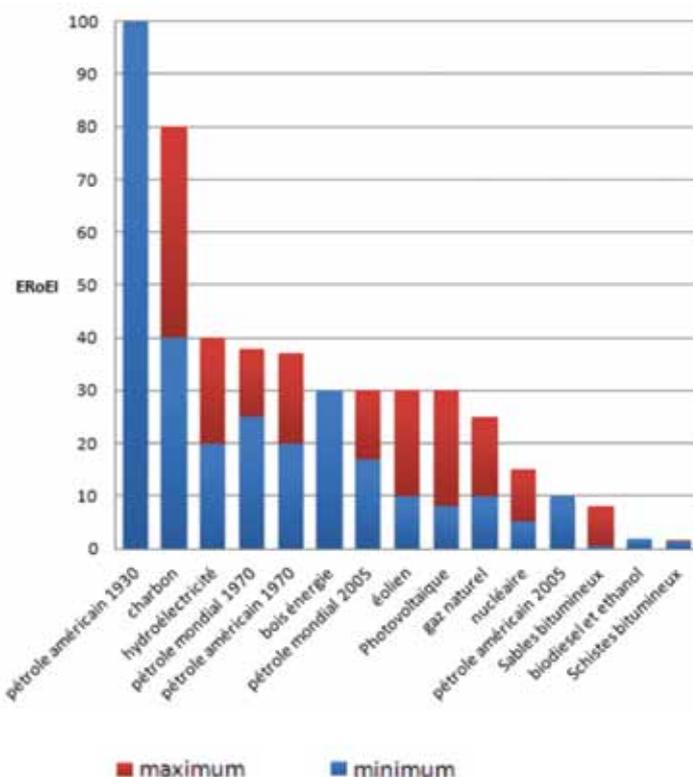


Figure 10: ERoEI par type d'énergie, adapté de (Hall & Day Jr., 2009)



1. Nates Hagen, Unconventional oil : tar sands and shale oil, EROI on the web, The Oil Drum, consulté le 30/07/2012, URL: <http://www.theoil Drum.com/node/3839>
2. Il s'agit là d'équivalences énergétiques car dans la réalité, ce sont généralement d'autres types d'énergies moins coûteux qui sont utilisés pour les processus de production. Pour les sables bitumineux, il s'agit plutôt de gaz naturel et l'utilisation du nucléaire est envisagée.
3. Les résultats de cette étude ont été critiqués dans un rapport indépendant qui évoque un EROEI de 0,7 (Pimentel & Patzek, 2005)
4. Science Daily, Oil will run dry 90 years before substitutes roll out, study predicts, consulté le 07/09/2012, URL: <http://www.sciencedaily.com/releases/2010/11/101109095322.htm>

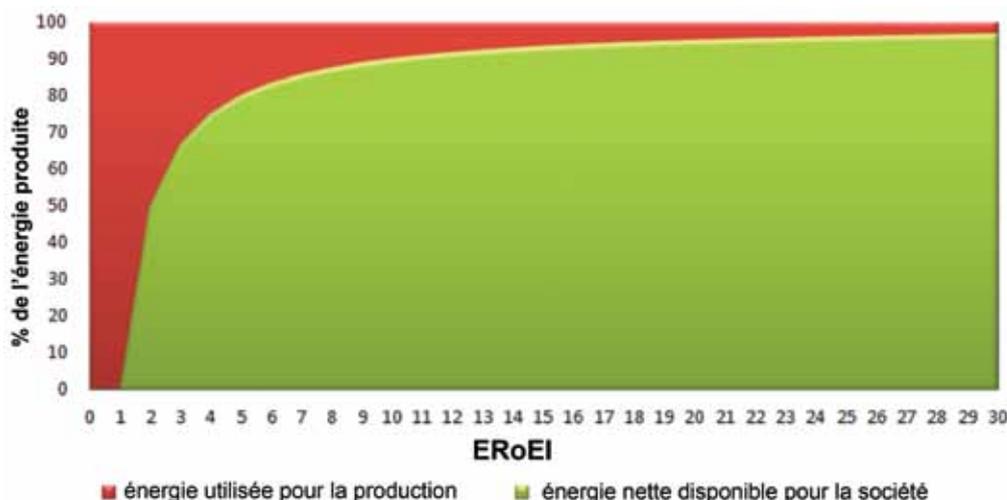


Figure 11: Evolution de l'énergie nette en fonction de l'EROEI

La prise en compte de cette limite doit nous questionner sur la soutenabilité même d'une société dont le fonctionnement serait basé en grande partie sur des énergies telles que les sables bitumineux ou les biocarburants. Si l'on considère que l'EROEI des sables bitumineux est estimé à 5 en moyenne<sup>1</sup>, cela signifie qu'une quantité équivalente à 20 % de l'énergie récupérée est consommée dans le processus de production. Plus directement, cela voudrait dire que sur une production de 4,5 Mb/j estimée en 2020 pour le Canada, ce sont seulement 3,6 Mb/j qui seraient vraiment disponibles pour la société<sup>2</sup>.

Pire encore pour l'éthanol de maïs, dont l'EROEI est estimé à 1,3<sup>3</sup> par l'USDA (US Department of Agriculture). Dans ce cas précis, 75 % de l'énergie produite doit être réinvestie dans le processus de production. Si l'on compte l'énergie dépensée ensuite pour le transport, la distribution et l'usage de ce carburant, le bilan global est alors strictement déficitaire, ce qui signifie que la production d'éthanol de maïs n'apporte pas d'énergie à la société mais, au contraire, qu'elle en consomme.

## D. LE MYTHE DE LA SUBSTITUTION

Lorsqu'il est question d'alternatives, il ne s'agit pas simplement de savoir si des solutions technologiques existent et fonctionnent, il s'agit d'évaluer si elles permettraient de préserver le mode de vie actuel et notamment la mobilité. Comme nous l'avons vu, le déclin de la production globale de pétrole interviendra avant 2020.

Au-delà de la technologie elle-même, c'est une transformation profonde de l'organisation, des équipements, des circuits logistiques qu'il faudrait réaliser en quelques années pour changer de modèle énergétique. Il faudrait créer de nouvelles usines, changer les réseaux de transports et de distribution, renouveler les véhicules etc. Dans ces conditions, nous considérons qu'une technologie qui est encore au stade du laboratoire ne pourra pas compenser, dans les délais, le déclin de l'offre énergétique.

### INVESTISSEMENTS

Une étude de l'Université de Californie<sup>4</sup> indique qu'avec les investissements de 2010 et le rythme de recherche, 90 ans pourraient s'être écoulés avant d'avoir totale-



1. Rapport entre l'énergie de rotation de la roue de voiture (usage) et l'énergie primaire servant à produire l'hydrogène (production). Cette notion permet d'observer la quantité d'énergie qui a été perdue tout au long d'une filière.
2. Données Eurostat

ment remplacé le pétrole. Cette étude parue dans la revue « Environmental Science & Technology » base ses estimations sur une approche probabiliste, liée aux attentes des marchés boursiers et l'ensemble des investissements actuels réalisés sur les énergies alternatives. L'évaluation n'a rien à voir avec la technologie elle-même, mais utilise des critères financiers comme la somme des capitalisations boursières des compagnies travaillant sur le pétrole et ses alternatives, ou encore les dividendes reversés aux actionnaires de ces compagnies. Cependant, ce n'est pas vraiment le remplacement total du pétrole qu'il est important d'évaluer, mais plutôt la capacité à compenser, au fur et à mesure, le déclin de la production pétrolière pour toutes les applications de notre quotidien.

### HYDROGENE

Souvent présenté comme l'énergie de l'avenir, l'hydrogène n'est pas une source d'énergie. Ce gaz ne se trouve pas (ou presque pas) à l'état naturel sur Terre, il est donc nécessaire de le produire. Il existe trois méthodes pour cela : l'électrolyse de l'eau (besoin d'électricité et d'eau), le réformage d'hydrocarbures (principalement du gaz naturel) et le craquage thermo-chimique de l'eau (besoin de températures supérieures à 1000°C et donc d'une grande quantité d'énergie). Actuellement, 95 % de l'hydrogène consommé dans le monde est issu du gaz naturel qui est une ressource fossile et donc épuisable. La production d'hydrogène par électrolyse impliquerait une forte augmentation de la production d'électricité, or celle-ci est majoritairement produite à partir de la combustion de charbon qui est également une ressource fossile, qui plus est fortement émettrice de dioxyde de carbone.

Une fois l'hydrogène produit, il faut le comprimer pour limiter son volume. Dans le cas de véhicules automobiles, la compression est d'environ 700 bars (300 fois la pression d'un pneu de voiture) et elle consomme l'équivalent de 20 % de l'énergie contenue dans l'hydrogène (Durand, 2009). Il faut également le stocker, le transporter ce qui génère de nombreuses

pertes mais également de nombreux risques. Enfin pour l'utiliser il faut s'équiper de piles à combustible trop coûteuses à cause du platine et dont la durée de vie est encore trop faible. Il y a de nombreuses barrières au développement de la filière hydrogène, sans compter le très mauvais rendement du puits à la roue<sup>1</sup> compris entre 2 % et 8,5 % suivant le mode de production de l'électricité. Il y aura des applications spécifiques de l'hydrogène, mais celui-ci ne remplacera pas le pétrole dans ses usages courants, ses coûts et dans les délais impartis.

### ELECTRICITE

L'IFP (Institut Français du Pétrole) a estimé qu'une augmentation de 20 % à 25 % de la production d'électricité actuelle permettrait d'approvisionner un parc de véhicules particuliers et professionnels français totalement électrifié. Or, le parc électronucléaire français (environ 75 % de la production électrique nationale) n'est pas suffisant pour répondre aux besoins actuels en période de pointe et près de 50 % des réacteurs ont dépassé les 30 années de fonctionnement. Une augmentation globale de 25 % semble irréaliste dans ces circonstances.

A l'échelle de l'Union Européenne, ce sont 230 millions de véhicules personnels, 30 millions de camions et 800 000 autobus et autocars<sup>2</sup> qui circulent grâce au pétrole et qu'il faudrait remplacer puisque, comme pour l'hydrogène, tous ces véhicules ne sont pas adaptés à ce type d'énergie.

D'autres freins vont limiter la généralisation des véhicules électriques :

- Équipement de toutes les stations services;
- Renforcement du réseau électrique car les charges de batteries provoquent des appels de fortes puissances;
- La densité énergétique d'une batterie électrique est 100 à 150 fois inférieure à celle du pétrole (1kg de batterie contient 80 Wh contre 11500 Wh pour 1 kg de pétrole) ce qui limitera de toute façon l'autonomie des véhicules;



1. Jim Motavalli, Ultra-green Europe slow to buy electric vehicles, Forbes, consulté le 07/09/2012, URL : <http://www.forbes.com/sites/economics/2012/05/04/ultra-green-europe-slow-to-buy-electric-vehicles/>

2. Le glyphosate est un désherbant total (non sélectif) chimique, utilisé dans ce cas pour éviter la contamination des cultures d'algues par d'autres plantes.

- La fabrication, les matériaux, la toxicité, la durée de vie et le recyclage des batteries sont toujours des limites majeures pour cette filière.

Les ventes de véhicules électriques représentent 0,09 % du marché européen, soit environ 11 500 véhicules électriques en 2011<sup>1</sup>. Il y aura donc des utilisations de l'électricité pour remplacer le pétrole pour certains types de déplacements mais il ne sera pas possible de passer d'un parc de véhicules thermiques à un parc de véhicules électriques sans diminuer la taille du parc (moins de voitures) mais également la fréquence, la vitesse et la longueur des déplacements (Cochet, 2005).

L'utilisation de l'électricité pour les avions restera longtemps dans le domaine expérimental, comme le montre la performance la plus récente et la plus médiatique (Solar Impulse), dans laquelle 400 kg de batteries (soit un quart du poids total de l'avion) et 200 mètres carrés de cellules photovoltaïques étaient nécessaires pour transporter une seule personne à 70 km/h.

Il n'existe actuellement aucune alternative crédible aux énergies fossiles pour les avions hormis l'utilisation de biocarburants. Pour produire la totalité du carburant de la flotte aérienne actuelle avec du jatropha ou de la cameline (seules techniques rentables) il faudrait exploiter 2 à 3 millions de km<sup>2</sup> soit 4 à 5 fois la surface de la France. L'ambition des industriels n'est pas de remplacer tout le kérosène mais seulement 50 % d'ici 2040, ce qui représente une surface cultivée d'environ 1 à 1,4 million de km<sup>2</sup>. A titre de comparaison, la surface cultivée des Etats-Unis est estimée à 1,7 million de km<sup>2</sup>. La culture des algues utiliserait beaucoup moins de surface, soit 35 000 km<sup>2</sup> grâce à des rendements bien plus importants mais reste inaccessible à ce jour en termes de coûts de production. Par ailleurs, si une telle mise en culture était réalisée, il faudrait mettre en place :

- Les moyens logistiques très importants pour transporter les productions agricoles et envoyer le carburant dans les pays consommateurs.

- Les usines qui transformeront la matière première en carburant.

- Les usines qui produiront l'engrais (jusqu'à 35 000 tonnes d'engrais azotés par jour) et le glyphosate<sup>2</sup> (jusqu'à 2,5 millions de litres par jour).

## PAS D'EQUIVALENT POUR LE PETROLE

Les hydrocarbures offrent des avantages incontestables que les alternatives ne peuvent pas remplacer sans un changement radical des pratiques actuelles. L'abondance, le faible coût, la facilité d'extraction, de transport et de distribution et la densité énergétique importante sont autant de facteurs qui ont fait du pétrole, en quelques décennies, le système sanguin de l'économie. Même si toutes les alternatives peuvent trouver une place dans des applications présentes et futures, elles ne pourront pas remplacer le pétrole en conservant le modèle de société actuel.

## E. LA BULLE AMERICAINE DU GAZ DE SCHISTE

L'extraordinaire progression de la production de gaz de schiste aux Etats-Unis (multipliée par 14 en 5 ans) génère un questionnement dans tous les pays qui disposent de grandes quantités de cet hydrocarbure : faut-il se lancer dans ce nouveau type de production pour réduire notre facture énergétique ? L'expérience américaine offre de bonnes indications sur ce qu'implique une telle politique énergétique et sur sa durabilité. En effet, il est déjà question de « bulle du shale gas » et nous allons voir pourquoi.

### 1. UN PEU DE TECHNIQUE

La particularité du gaz de schiste (et du pétrole de schiste), c'est qu'il est resté emprisonné dans la roche mère, principalement argileuse et donc presque imperméable. Il n'a donc pas effectué de migration et il est situé dans des zones profondes (1500 à 4500 mètres).



1. Northwest Regional Planning Commission, Frac sand and transportation, consulté le 11/09/2012, URL: <http://www.nwrpc.com/DocumentCenter/Home/View/109>

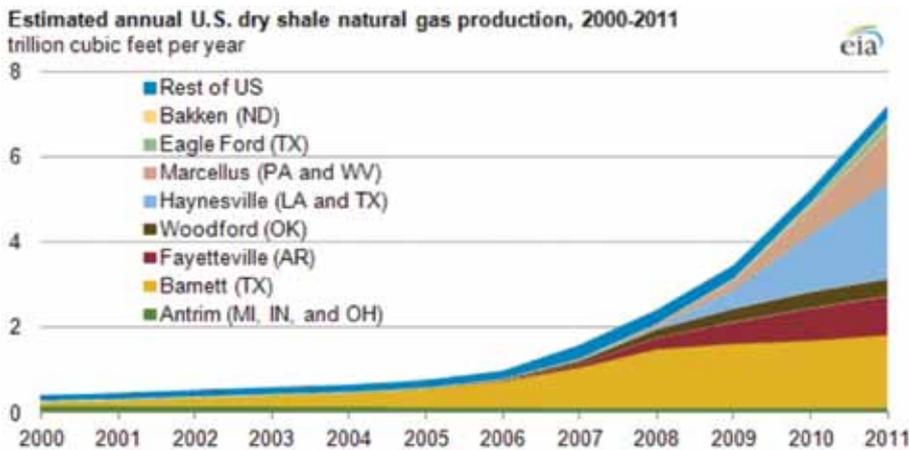


Figure 12: Evolution de la production de shale gas aux Etats-Unis  
(Source: EIA)

Pour réussir à récupérer ce gaz, il est indispensable de fracturer artificiellement la roche mère et pour cela, l'industrie pétrolière combine deux techniques. D'une part, le forage horizontal qui permet de traverser une couche horizontale mince sur plusieurs kilomètres de longueur et de limiter l'emprise au sol des installations. D'autre part, la fracturation hydraulique qui consiste à injecter un mélange de fluide (l'eau dans le cas de fracturation hydraulique), de sable et de produits chimiques (1 % environ) sous une forte pression (600-1000 bars) et un débit important.

En 2012, les producteurs sont confrontés à deux contraintes majeures. Tout d'abord, l'approvisionnement en eau à cause de la sécheresse historique qui sévit sur le continent nord-américain et l'approvisionnement en sable, élément injecté au moment de la fracturation pour maintenir les fractures ouvertes.

### LA GESTION DE L'EAU

C'est un problème majeur de l'exploitation des gaz de schiste, surtout en période de forte sécheresse comme celle qui a sévi cet été 2012 aux Etats-Unis. En effet, chaque fracturation nécessite 15 000 à 22 000 m<sup>3</sup> d'eau, auxquels sont mélangés 15 à 150 m<sup>3</sup> de pro-

duits chimiques (suivant la technique employée et la géologie). Seule une partie de ce mélange remonte à la surface grâce à la pression (30 à 50 %). Equiper une surface de 10 km<sup>2</sup> pour l'extraction des gaz de schiste revient à contaminer près de 400 000 m<sup>3</sup> d'eau non salée. L'eau peut être traitée sur place au niveau du forage ou être acheminée jusqu'à un centre de traitement. Cette eau contaminée, qui a circulé sous forte pression dans les couches sédimentaires, est généralement chargée en sels et contient beaucoup d'éléments toxiques en suspension. L'approvisionnement en eau implique, à lui seul, 1000 à 1200 voyages de camions-citernes.

C'est donc un problème pour le voisinage, l'entretien des routes, les émissions de CO<sub>2</sub> et la dépendance au pétrole. Les producteurs se tournent actuellement vers des techniques de désalinisation et de recyclage de l'eau issue de nappes pétrolifères ou aquifères profondes pour éviter la concurrence pour l'eau douce avec la production agricole.

### LA PRODUCTION ET LE TRANSPORT DU SABLE

C'est fin septembre 2012 qu'ont été réunis tous les acteurs impliqués dans la production, la logistique et la consommation du sable de fracturation, car le problème est majeur : la production de sable est passée de 6,5 à 28 Millions de tonnes entre 2009 et 2011 et la demande devrait augmenter de 15 % par an pendant les trois prochaines années. Le défi est colossal et les infrastructures à mettre en place également. Près de 100 carrières ont été ouvertes à travers les Etats-Unis durant les deux dernières années. Le nombre de convois routiers abîme les routes, augmente le nombre d'accidents et la pollution. Enfin, les investissements nécessaires pour un transport ferroviaire adéquat vont coûter 148 Milliards de dollars avant 2028 pour remplir les objectifs<sup>1</sup>.



1. Dans la région de Haynesville, le coût total pour compenser le déclin de la production est passé de 8Md\$ à 13 Md\$ en deux ans. (Arthur E. Berman, ASPO conference 2012)
2. Arthur E. Berman est consultant américain en géologie, spécialiste de la prospection et de l'évaluation de la production, des réserves, des risques et de l'interprétation des données géologiques et géophysiques souterraines.
3. Chris Nelder, What the frack ? Consulté le 12/09/2012, URL : [http://www.slate.com/articles/health\\_and\\_science/future\\_tense/2011/12/is\\_there\\_really\\_100\\_years\\_worth\\_of\\_natural\\_gas\\_beneath\\_the\\_united\\_states\\_.html](http://www.slate.com/articles/health_and_science/future_tense/2011/12/is_there_really_100_years_worth_of_natural_gas_beneath_the_united_states_.html)

On le voit, l'amplification du phénomène « shale gas » va coûter très cher en infrastructure, en coûts environnementaux et en nuisances diverses. Ces éléments sont également valables pour les pétroles de schistes ou « tight oil » évoqués dans cette étude, puisque leur extraction utilise les mêmes méthodes.

## 2. UNE BULLE DE SHALE GAS ?

Le boom des hydrocarbures de schiste commence à montrer ses premiers signes de faiblesses. Au-delà des différentes contraintes que nous venons d'évoquer, une autre semble encore plus importante et problématique : réussir à stabiliser la production nationale, alors que le taux de déclin ne cesse d'augmenter. Contrairement aux hydrocarbures conventionnels, les pétroles et gaz de schistes doivent être considérés comme non conventionnels car ils doivent être extraits grâce à la technique de fracturation hydraulique. Or, avec ce procédé, la production est maximale au moment de la fracturation puis elle diminue généralement de 70 % à 80 % la première année. Au bout de quatre années, elle ne représente plus que 5 % à 15 % de la production initiale. Autrement dit, le taux de déclin de chaque puits est extrêmement élevé. A cause de la multiplication de ce type d'exploitation, le taux de déclin de la production américaine de gaz est passé de 23 % à 32 % par an, en 10 ans. Malgré les progrès techniques observés, il faut donc forer davantage de

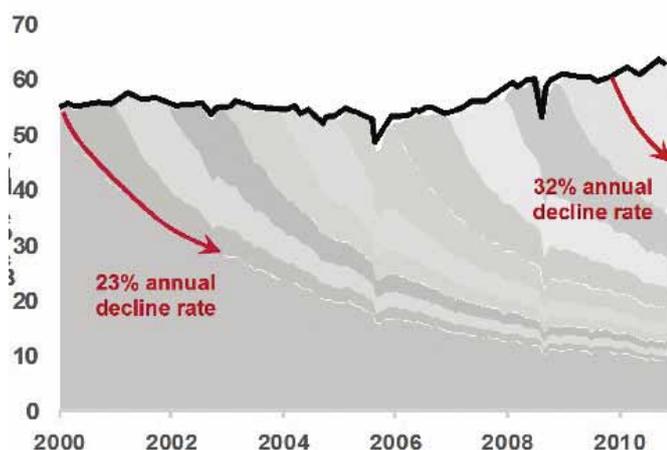


Figure 13: Taux de déclin de la production de gaz naturel aux États-Unis - axe des ordonnées en Bcf/j (Source: ARC Financial Research)

puits chaque année, simplement pour compenser le déclin des puits qui produisent actuellement.

La conséquence directe de ce phénomène, c'est une croissance exponentielle des coûts<sup>1</sup> pour simplement stabiliser la production et un risque accru de voir la production décliner rapidement en cas de diminution des forages par certains opérateurs. Or, cela risque d'arriver dans les mois qui viennent puisque, selon Arthur E. Berman<sup>2</sup>, le prix actuel du gaz ne permet pas de supporter l'ensemble des coûts réels et certains opérateurs devront ralentir leur activité. Berman, après avoir modélisé la production de milliers de puits dans les régions productrices, a également déterminé que les réserves exploitables ne représentaient en réalité que la moitié des chiffres annoncés par les opérateurs, car ceux-ci ont été gonflés par un taux de récupération bien supérieur à ce qui est constaté sur le terrain. D'après ses travaux, la durée de vie moyenne d'un puits dans le Barnett (Texas) est de 12 ans et non pas de 50 ans comme annoncé, là encore, par les opérateurs<sup>3</sup>. Pour toutes ces raisons, la crainte d'une nouvelle bulle, basée sur une exagération de tous les paramètres et une sous-estimation des contraintes globales, semble prendre de l'importance.

La perspective de cent années d'approvisionnement en gaz provoque déjà une modification structurelle avec un renouvellement des véhicules pour des moteurs fonctionnant au gaz, l'équipement des stations-service, le remplacement des chaudières etc. Cette situation présente un très fort risque pour les États-Unis car, s'il est avéré que l'exploitation des gaz et pétrole de schiste est effectivement une bulle, la production va rapidement décliner, les prix du gaz vont augmenter très fortement et de nombreux investissements auront été effectués, principalement financés par l'endettement, pour s'adapter à une énergie qui ne sera plus disponible. Le fantasme d'une indépendance énergétique qui n'interviendra probablement pas risque d'entraîner les citoyens américains dans une impasse et une situation encore plus grave qu'elle ne l'est actuellement.



## III. IMPORTANCE DU PETROLE POUR L'ECONOMIE

### A. HISTOIRE ET PRIX DU PETROLE BRUT

Pour comprendre la logique de fixation des prix du pétrole aujourd'hui, il est nécessaire d'observer l'historique des rapports de force dans la régulation des prix. Réagissant aux lois de l'offre et de la demande, le pétrole a vu son prix varier considérablement au cours du temps. Entre la fin du XIX<sup>ème</sup> siècle et aujourd'hui, le prix moyen (en dollars constants de 2011) se situe à 30,9\$/baril mais, sur la période plus récente 1970-2011. La moyenne a fortement augmenté pour atteindre 48\$/baril, indiquant un changement important dans la régulation des prix du pétrole.

Jusque dans les années 1970 le prix moyen du pétrole est assez stable. Les Etats-Unis, qui représentent à eux seuls un quart de la production mondiale, contrôlent et fixent les prix par l'intermédiaire de la TRC (Texas Railroad Commission) qui régule la production. Mais en 1971, après avoir constaté que le pic de production américain est dépassé, la TRC ouvre les vannes en supprimant les limites de production. C'est la fin de la régulation américaine.

L'OPEP, organisation créée en 1960 qui rassemble les principaux pays exportateurs de pétrole, devient le principal régulateur du prix du pétrole qu'elle fixe lors de réunions semestrielles. Deux années plus tard, l'embargo des pays arabes contre les Etats-

Unis et les pays occidentaux, en représailles au soutien des USA à Israël lors de la guerre du Kippour, provoque le choc pétrolier de 1973. Le prix du pétrole est soudainement multiplié par quatre, passant de 3\$ à 12\$ le baril. Le monde à peine remis de ce choc majeur, la révolution iranienne de 1979 puis l'invasion de l'Irak font chuter la production : c'est le deuxième choc pétrolier et le baril passe à plus de 35\$.

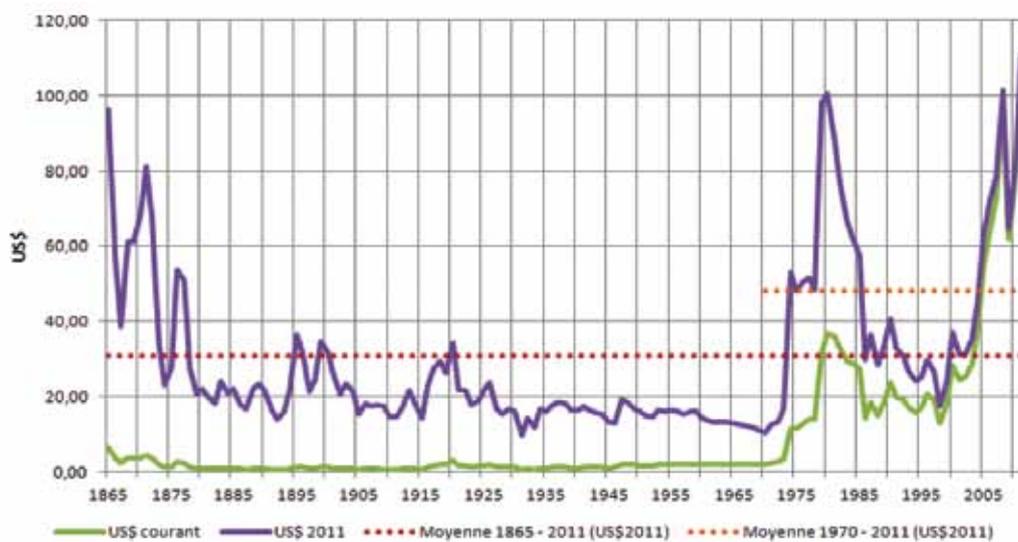


Figure 14: Cours du baril de pétrole 1865 - 2011



Ces fortes augmentations du prix du pétrole sont une aubaine pour les multinationales pétrolières qui voient leurs recettes augmenter et peuvent ainsi relancer les explorations et le développement de nouvelles productions. La hausse de la production qui en résulte, combinée à la chute de consommation faisant suite aux chocs et à la période d'inflation, font chuter le prix du pétrole : c'est le contre-choc pétrolier des années 1980. L'OPEP met alors en place des quotas pour diminuer la production et faire remonter les prix. Cette gestion s'avère compliquée. L'Arabie Saoudite sert de principal régulateur, mais en 1986, lorsqu'elle décide de ne plus assumer ce rôle et d'augmenter sa production, les prix chutent à nouveau jusqu'à 10\$ par baril. L'URSS, dont les revenus dépendent essentiellement de la vente du pétrole, est alors fortement impactée par cette baisse, ce qui favorisera sa chute, quelques années plus tard.

A partir de 1988, l'OPEP ne fixe plus directement le prix du pétrole. Après une libéralisation progressive de l'économie et la privatisation massive des productions nationales, ce sont les marchés qui in fine décident du prix, même si l'OPEP reste la seule capable de réguler l'offre pétrolière en ajustant sa production.

A la fin des années 1990, l'OPEP augmente maladroitement ses quotas de production de 10 %, alors que l'Asie fait face à une crise financière qui entraîne une forte réduction de sa consommation. Cette combinaison entraîne une chute du prix du baril à un niveau jamais vu depuis 1971. L'OPEP réduit alors sa production d'environ 3 Mb/j et permet de faire remonter les cours à 25\$ par baril. Malgré les difficultés d'anticipation et de réactivité face aux événements et même si elle ne fixe plus directement le prix, l'OPEP dispose encore du levier physique de la production pour réagir aux variations des cours du baril de pétrole.

Les années 2000 marquent la fin définitive du rôle régulateur de l'OPEP et le début d'une ascension vertigineuse du prix du pétrole. A cette période, une combinaison de facteurs vient perturber la production mondiale : grève générale au Venezuela, déclin

de la production du Royaume-Uni et de la Norvège et arrêt de la production irakienne suite à l'offensive des Etats-Unis. Pour compenser ces baisses multiples, l'OPEP mobilise alors presque toute sa capacité excédentaire de production, ce qui laisse une marge de sécurité très faible. La tension sur les marchés commence à se faire sentir, d'autant plus que ces événements interviennent au moment où les demandes américaine (alimentation des forces armées et croissance économique) et asiatique augmentent. C'est en 2005, lorsque l'ouragan Katrina provoque une baisse de la production américaine dans le golfe du Mexique et la fermeture de plusieurs raffineries, que le prix du baril dépasse pour la première fois les 60\$ et que l'Agence Internationale de l'Énergie libère des stocks stratégiques pendant 30 jours.

## B. CHOC PETROLIER DE 2008

Contrairement aux précédents chocs pétroliers, la forte hausse des prix constatée entre janvier 2007 et juillet 2008 n'est pas due à une baisse notable de la production, puisque la production mondiale et celle

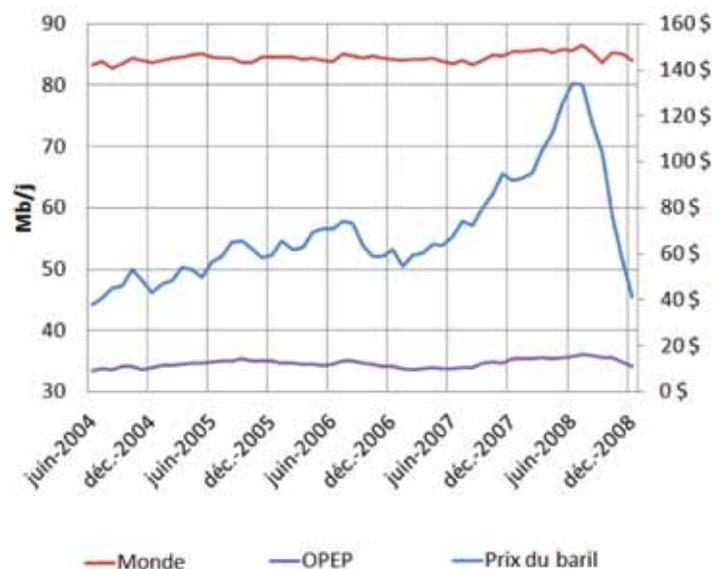


Figure 15: Production tous liquides monde et OPEP et prix du baril 2004-2008



1. En 25 ans, les demandes cumulées de la Chine et de l'Inde ont quasiment quintuplé, passant de 2,7 à 13 Mb/j (BP, 2012).

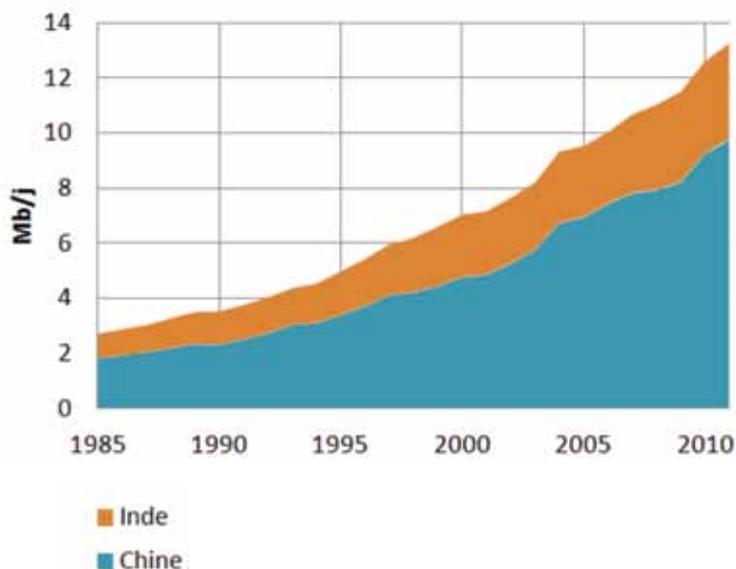


Figure 16: Hausse des demandes pétrolières chinoise et indienne (Données : BP 2012)

de l'OPEP étaient stables depuis 2004. Mais depuis 2005 et la diminution inquiétante de ses capacités excédentaires, l'OPEP n'a pas augmenté sa production pour stopper l'escalade des prix alors qu'elle était la seule capable de réguler le cours du baril depuis les années 1970.

Cette stabilité de l'offre n'a donc pas permis de suivre une demande mondiale qui a progressé de 3 % entre 2005 et 2007, principalement portée par la croissance de l'Inde et de la Chine dont la consommation a augmenté de 1 Mb/j en 2 ans (+12 %)¹.

Inévitablement, lorsque l'offre stagne et que la demande augmente, un problème de disponibilité physique se pose. La très forte augmentation de la demande de certains pays implique donc, pour une offre constante, de contraindre à la baisse la consommation des autres pays. Selon James D. Hamilton, économiste de l'énergie, ce qui peut persuader ces derniers de réduire leur consommation, malgré une augmentation des besoins, c'est la hausse des prix du pétrole (Hamilton, 2009, p. 229).

De nombreuses études sont venues enrichir l'analyse de ce choc pétrolier et permettent de faire émerger des facteurs influents, dont la prépondérance se discute encore mais dont l'existence et l'impact réel sont communément admis.

1. Plafonnement de la production mondiale et baisse des capacités excédentaires.
2. Forte demande mondiale, tirée par la croissance des pays non-OCDE.
3. Rente de rareté.
4. Spéculation accrue sur le marché des matières premières.
5. Faible élasticité-prix de la demande.

Nous avons déjà évoqué les questions de la production et de la demande et nous allons nous intéresser aux trois autres facteurs.

## 1. LA RENTE DE RARETE

Lorsqu'une ressource existe en quantité limitée, son propriétaire peut la gérer de deux manières. Il peut décider de la commercialiser tout de suite. Dans ce cas, le prix de vente doit intégrer le coût de production et ce que l'on appelle la rente de rareté (ou rente de Hotelling) qui tient compte du fait que la ressource ne se renouvellera pas et qu'elle coûtera forcément plus cher à l'avenir. Le propriétaire peut placer ses gains et toucher les intérêts de ses placements. Mais le propriétaire peut également anticiper que sa ressource vaudra beaucoup plus cher et qu'il gagnera plus en la vendant demain qu'en plaçant les gains qu'il ferait aujourd'hui. Dans ce cas, il peut décider de la conserver pour la commercialiser plus tard.

Dans les faits, la notion de rareté n'existait pas vraiment pour le pétrole depuis le début du 20<sup>ème</sup> siècle car on découvrait davantage de pétrole que l'on n'en consommait. Le prix de vente correspondait globalement au coût de production et il n'y a donc pas eu d'évolution des prix à la hausse liée à cette rente, telle que l'a décrite Hotelling dans les années 1930. Ce n'est qu'à partir des années 1970, période du pic

### III. IMPORTANCE DU PETROLE POUR L'ECONOMIE



1. New York Mercantile Exchange (NYMEX) et IntercontinentalExchange (ICE)
2. NYMEX a été racheté par le groupe CME (Chicago Mercantile Exchange) en 2007

pétrolier américain et des chocs pétroliers, que cette notion est réapparue avec la prise de conscience des limites de la ressource.

Plus récemment, les progrès technologiques nous ont permis d'accéder à des ressources jugées inexploitable auparavant. Nous savons que les quantités de pétrole sous terre sont très importantes mais une grande partie y restera. En effet, actuellement, ce sont surtout les freins techniques, politiques, l'ERoEI et le coût de production qui constituent des limites à l'extraction de la ressource. La théorie de Hotelling dans sa forme simple concerne essentiellement les quantités stockées (ressources) et n'est donc pas suffisante pour expliquer les fortes hausses récentes des prix pétroliers.

Enfin, certains pays producteurs peuvent faire le choix de garder leur ressource pour plus tard. Une bonne illustration en a été donnée par Reuters News Service en 2008 : le roi d'Arabie Saoudite avait ordonné que les nouvelles découvertes soient laissées en place pour les générations futures (Hamilton, 2008).

Cette rente de rareté existe bien et elle entre dans la composition du prix du pétrole.

#### 2. LA SPECULATION

La majorité du commerce pétrolier s'effectue aujourd'hui sur les places boursières (Union Pétrolière, 2005), par deux organismes appelés NYMEX<sup>1</sup> et ICE domiciliés respectivement à New York<sup>2</sup> et à Atlanta.

Les échanges se font alors sous la forme d'opérations de couverture (hedging) ou de spéculation et sur la base d'anticipations plus ou moins subjectives du contexte géopolitique (risques de conflits...), économique (croissance ou récession...), énergétique (niveau des stocks...) ou même météorologique (rigueur de l'hiver, ouragan...). Il y a donc un facteur psychologique important dans l'évolution des prix.

Le hedging intéresse essentiellement les producteurs ou consommateurs qui souhaitent modérer le risque à l'achat ou à la vente en s'affranchissant de possibles fluctuations brusques des prix (raffineurs, compagnies

aériennes...). Dans ce cas, il s'agit d'une limitation du risque (Union Pétrolière, 2005).

La spéculation ne concerne pas les producteurs et consommateurs réels, mais plutôt des acteurs souhaitant réaliser des gains à terme en pariant sur l'évolution future du marché. Contrairement au hedging, il s'agit bien de prendre des risques. Généralement pratiquée par des non-spécialistes des questions pétrolières et des contraintes physiques qui y sont associées, la spéculation augmente la volatilité et l'amplitude des variations des prix.

En 2000, le Président américain Bill Clinton signe le CFMA (Commodity Future Modernization Act) grâce auquel certains marchés dérivés du pétrole se sont retrouvés en dehors de la juridiction de la CFTC (Commodity Futures Trading Commission) et donc de son contrôle. Cet allègement réglementaire et les perspectives à la hausse des cours du pétrole ont provoqué un bouleversement dans la structuration du marché.

D'une part, le nombre de contrats a très fortement augmenté, montrant que de très nombreux vendeurs et acquéreurs se sont intéressés au marché. Comme le montre la Figure 17, le nombre de contrats à terme pour le pétrole brut a plus que triplé entre 2005 et 2008.



Figure 17: Evolution du nombre de positions ouvertes et du prix du baril entre 1995 et 2012 (Williams, 2011)



1. Le lien entre le prix comptant (spot) et le prix futur du pétrole transite par la dynamique de stockage spéculatif, c'est-à-dire que le prix futur est égal au prix spot augmenté du coût de stockage et du taux d'intérêt et diminué du « convenience yield » (confort associé au fait de disposer d'un stock).

D'autre part, le profil des opérateurs a changé sur cette même période. Il y a principalement trois types d'opérateurs sur les marchés :

- Commerciaux : producteurs, raffineries, distributeurs, gros consommateurs.
- Non-commerciaux : traders, hedge funds (fonds spéculatifs) et participants non enregistrés.
- Agents d'échange (swaps) : réalisent des échanges de matières premières.

Les opérateurs non commerciaux cherchent principalement à réaliser des bénéfices alors que les commerciaux utilisent les contrats à terme pour limiter les risques quant à l'évolution future des prix. Or, entre 2000 et 2008, la position ouverte de ces derniers a augmenté de 63 % quand celle des agents non commerciaux a augmenté de 600 % (Chevallier, 2010).

On peut également s'interroger sur le rôle du stockage spéculatif<sup>1</sup> dans cette hausse, mais les capacités de stockage sont limitées et les stocks de l'OCDE ont baissé entre 2006 et 2008 ce qui, selon le Conseil d'Analyse Economique (Artus, d'Autume, Chalmin, & Chevalier, 2010), « rend a priori difficile de faire de la spéculation la cause principale de la hausse des prix du pétrole dans les années 2000 ».

### 3. FAIBLE ELASTICITE-PRIX DE LA DEMANDE

L'élasticité-prix de la demande (eD) est le rapport entre l'évolution du prix et l'évolution de la demande. Cette notion permet d'observer, pour un bien ou un service, la sensibilité des consommateurs à la variation de son prix.

$$e_D = \frac{\% \text{ variation de la demande}}{\% \text{ variation du prix}}$$

Pour les biens de première nécessité, l'élasticité-prix est faible, ce qui est le cas pour le pétrole. Autrement dit, une forte variation du prix a un faible impact sur la demande. Par exemple, l'élasticité-prix de court terme

(Tableau 1) pour les pays de l'OCDE est de -0,025, ce qui veut dire qu'une hausse de 10 % du prix du pétrole ne provoquera qu'une baisse de 0,25 % de la demande.

	Elasticité de court-terme	Elasticité de long terme
OCDE	-0,025	-0,093
Non-OCDE	-0,007	-0,035
Monde	-0,019	-0,072

Tableau 1: Elasticité-prix de la demande pétrolière (IMF, 2011)

Dans un contexte où la forte demande est venue croiser une offre qui stagnait, la faible élasticité-prix n'a pas provoqué une baisse suffisante de la consommation, pourtant nécessaire pour libérer la tension sur les marchés et stopper l'escalade des prix. C'est donc un facteur important de ce choc pétrolier.

Cette faible élasticité-prix doit interroger citoyens et décideurs sur le fait que le pétrole est devenu un bien de première nécessité, indispensable au fonctionnement des sociétés modernes, alors que le stock est limité et qu'à ce jour, rien n'est en mesure de le remplacer.

## C. PETROLE ET CRISE DES SUBPRIMES

La crise des subprimes en 2008 est l'événement qui a marqué le monde entier par le crash économique qu'elle a provoqué. Mais pour la majorité des citoyens, il n'y a pas de lien direct entre cette crise et le choc pétrolier, pourtant survenu à la même période. Nous allons donc analyser la chronologie des faits afin de comprendre pourquoi il n'est pas possible de séparer ces deux phénomènes.

### III. IMPORTANCE DU PETROLE POUR L'ECONOMIE



1. Entre 2002 et 2006, la part des flux sortants de capitaux provenant de pays exportateurs de pétrole est passée de 21 à 37 %, soit 484 Md\$ sur un total de 1319 Md\$.
2. Saleh M. Nsouli, *Petrodollar Recycling And Global Imbalances*, IMF, consulté le 24/07/2012, URL: <http://www.imf.org/external/np/speeches/2006/032306a.htm>
3. John Williams, *Government economic reports: things you've suspected but were afraid to ask*, consulté le 11/09/2012, URL: [http://www.shadowstats.com/article/consumer\\_price\\_index](http://www.shadowstats.com/article/consumer_price_index)
4. Le salaire médian est le salaire tel que la moitié des salariés de la population considérée gagne moins et l'autre moitié gagne plus (définition INSEE) et le salaire réel est corrigé de l'inflation.
5. La politique monétaire consiste, pour les autorités monétaires d'un pays, à agir sur la masse monétaire en circulation, les actifs financiers, la politique de crédit et éventuellement sur la politique de change (Chine), dans l'objectif de limiter l'inflation et d'augmenter la croissance.

#### 1. FORTE HAUSSE DU TAUX D'INFLATION AUX ETATS-UNIS

Entre janvier 2002 et août 2006, le prix du baril de pétrole est passé de 20\$ à 73\$, ce qui représente une augmentation de 265 % et donc une hausse considérable des revenus (pétrodollars) pour les pays exportateurs. En 2006, ceux-ci deviennent la première source mondiale de flux de capitaux<sup>1</sup> dont une partie importante est alors recyclée dans des bons du Trésor américains<sup>2</sup>. Par ailleurs, les banques centrales asiatiques investissent également une partie des revenus de la forte croissance dans les bons du Trésor. Ce double afflux massif de liquidités génère une baisse des taux d'intérêts, une forte hausse de la demande sur le marché réel, notamment immobilier (Spencer, Chancel, & Guérin, 2012) et donc une augmentation de l'inflation.

De manière plus directe, la hausse des coûts de l'énergie augmente le coût de production pour les entreprises. Tout d'abord sur la consommation d'énergie directe (plus ou moins selon le niveau d'intensité énergétique) et ensuite parce que la hausse des prix à la consommation impose une réévaluation des salaires.

En raison de ces effets combinés, le taux d'inflation annuel officiel aux Etats-Unis passe alors de 1 % en 2002 à 4,5 % en 2006. On pourra noter que, selon John Williams<sup>3</sup>, la méthode de calcul de l'indice des prix à la consommation (Consumer Price Index ou CPI) a été modifiée plusieurs fois, conduisant à une réduction artificielle du taux d'inflation. Selon la méthode de calcul du CPI en 1990, le taux d'inflation aux Etats-Unis aurait été supérieur à 7 % en 2006. Une telle manipulation conduit à une réduction des aides sociales indexées sur le taux d'inflation et provoque une accélération de la mise en difficulté financière des foyers les plus modestes.

#### 2. POLITIQUE DE RELANCE DE LA CONSOMMATION

Depuis la fin des années 1980, le salaire médian réel<sup>4</sup> (corrigé de l'inflation) est stable aux Etats-Unis et les inégalités entre la classe moyenne et les ménages les plus riches ne cessent de s'accroître. Dans ce contexte et afin de relancer la croissance par la consommation des ménages<sup>5</sup>, la politique monétaire et le crédit hypothécaire sont plus utilisés que la hausse des salaires, ce qui favorise l'endettement.

Mais pour être plus largement répandue, l'utilisation du crédit hypothécaire doit être facilitée et le développement des « subprimes » commence en 2004, particulièrement aux Etats-Unis et au Royaume-Uni. Il s'agit de crédits accordés à des emprunteurs jugés peu fiables mais pour lesquels le prêteur exigera un taux d'intérêt plus important.

Le contexte est donc propice à la création d'une bulle immobilière (notamment grâce aux taux d'intérêts très bas en 2003), sur fond d'inégalités salariales croissantes, de relance de la consommation par l'endettement, d'apports massifs de capitaux étrangers, de politique monétaire et d'une dérégulation du secteur de la finance (Spencer, Chancel, & Guérin, 2012).

#### 3. ECLATEMENT DE LA BULLE DES SUBPRIMES

Ce qui a pu conduire au gonflement de la bulle ainsi qu'à son éclatement ne peut pas être réduit à la seule hausse des prix du pétrole car les facteurs sont multiples et complexes. Cependant, nous allons voir que le rôle de celle-ci a été important voire prépondérant. Dans ce contexte de forte hausse des attributions de crédits subprime, le principal risque concerne le défaut de paiement, puisqu'il est accordé à des emprunteurs peu fiables, généralement les plus modestes.

Le choc pétrolier a d'abord un impact direct sur les emprunteurs qui habitent dans les banlieues et qui voient leur facture d'essence passer de 1422\$ à 3196\$ par an entre 2003 et 2008 (Spencer, Chancel, & Guérin, 2012).



1. Quantité d'énergie nécessaire pour produire de la richesse économique.
2. La hausse des prix à la consommation implique généralement une demande de réévaluation des salaires et celle-ci a été limitée aux Etats-Unis, avec un salaire réel médian qui est resté stable.

L'étalement urbain excessif rend les citoyens complètement dépendants de la voiture et vulnérables à la hausse des prix du carburant, sans permettre la mise en œuvre rentable de transports en commun. Une telle hausse a pu donc conduire à de nombreux défauts de paiement. Cet impact direct est d'ailleurs très inégalitaire puisqu'il touche d'abord les familles qui habitent le plus loin des centres urbains et dont la part du budget consacrée à l'énergie est plus importante.

La situation aurait pu être corrigée au moment des premiers chocs pétroliers, mais on peut souligner le rôle négatif qu'a pu jouer le contrôle national des prix (voir encadré) dans les années 1970, ne favorisant pas l'adaptation de moyen et long terme de l'industrie, de l'urbanisme et du mode de vie des citoyens.

### L'EXPÉRIENCE DU CONTRÔLE NATIONAL DES PRIX

*En 1971, le Président Nixon met en œuvre une politique de contrôle des prix, dont celui du pétrole. L'impact économique du choc pétrolier de 1973 sur les consommateurs en a été modéré par rapport aux autres économies du monde, mais un prix plus élevé du pétrole aurait probablement incité à une orientation des équipements et des comportements vers une moindre dépendance au pétrole. C'est ce qui a été observé en Europe, par exemple, où l'industrie automobile a adapté ses modèles pour limiter leur consommation.*

*Par ailleurs, les compagnies pétrolières américaines vendant leur pétrole moins cher que le prix du marché mondial, elles ont réduit leurs marges et leurs possibilités d'investissement dans l'exploration et la production.*

Le prix du pétrole n'est pourtant pas toujours considéré comme un élément déterminant au défaut de paiement, mais plutôt comme un élément aggravant. Pour « Mortgage Bankers association » (MBA, 2006), les deux premiers facteurs de défaut de paiement

sont la **hausse des taux d'intérêt** et le **marché du travail**, le prix de l'énergie étant secondaire. Pourtant, c'est justement l'évolution des prix du pétrole qui a provoqué la hausse des taux d'intérêts et la stagnation du salaire médian réel entre 2004 et 2007.

En 2004, la Réserve Fédérale américaine décide d'augmenter les taux d'intérêt de manière proportionnelle au prix du pétrole (Carr & Beese, 2008). Ils passeront ainsi de 1 % à 5,25 % par an en 2 ans et cette décision aura un impact considérable, entraînant une chute des valeurs immobilières ainsi que des difficultés financières pour les emprunteurs.

La responsabilité politique ne doit donc pas être écartée puisque c'est bien le gouvernement qui décide la politique monétaire. En émettant les bons du Trésor pour permettre l'afflux de liquidités, il favorise la consommation mais également l'inflation qui doit être brutalement stoppée par la hausse des taux d'intérêt. A chaque fois, l'objectif est de préserver la croissance économique.

Concernant le marché du travail, même si de grandes tendances montrent une corrélation entre le cours du baril de pétrole, le taux de croissance et celui du chômage (Jancovici, 2010), il est difficile d'en tirer des conclusions, notamment parce que l'intensité énergétique<sup>1</sup> des pays évolue dans le temps. Cependant, la hausse des prix de l'énergie augmente les coûts de production et de distribution pour les entreprises, tout en diminuant la consommation des ménages, ce qui ne peut qu'aboutir à une baisse de l'activité et donc à la hausse du taux de chômage. En général, la hausse des prix à la consommation implique une demande de renégociation des salaires qui augmentent encore les charges des entreprises, alimentant ainsi une spirale inflationniste. Celle-ci a pu être limitée aux Etats-Unis par un positionnement dur de la part des entreprises lors de ces négociations<sup>2</sup> (Peersman & Van Robays, 2009). En contrepartie, le pouvoir d'achat des salariés a fortement diminué, ce qui a augmenté le nombre de défauts de paiement.



On constate que, de manière directe ou indirecte, le choc pétrolier a bien joué un rôle majeur :

- 1/ dans le gonflement de la bulle immobilière, puisque l'afflux massif de liquidités en provenance des pays producteurs de pétrole a fait baisser les taux d'intérêt,
- 2/ dans l'éclatement de la bulle immobilière des subprimes (Spencer, Chancel, & Guérin, 2012) en augmentant la vulnérabilité et la précarité des ménages et en favorisant les défauts de paiement.

#### 4. IMPACT DE LA CRISE SUR LES INVESTISSEMENTS

Même si de nombreuses études analysent le lien entre la crise financière et le choc pétrolier, l'adaptation réelle des économies à un pétrole rare et cher, ainsi qu'à une forte volatilité des prix, n'est pas engagée. Des sommes colossales sont mobilisées pour recapitaliser les banques mais pas pour diminuer la dépendance de la civilisation industrielle à l'énergie fossile.

La récession qui suit l'éclatement de la bulle et le séisme financier permet de libérer la tension sur les marchés pétroliers en diminuant la demande, mais elle génère également une diminution des investissements. En 2009 par exemple, après la baisse importante des prix du baril, les investissements pétroliers baissent de 16 % par rapport à l'année précédente.

Les économies modernes sont entrées dans une période d'instabilité permanente. En effet, le prix du pétrole ne peut plus être stable tant qu'il est dépendant de l'offre et de la demande. C'est un avantage au regard du risque que faisait courir la fixation des prix par l'OPEP, mais un inconvénient dans une économie instable. Une économie en phase de croissance permet une faible élasticité-prix, c'est-à-dire une croissance de la demande pétrolière malgré la hausse des cours. Dès lors que les prix deviennent trop élevés, l'inflation s'installe, la consommation diminue, les ménages et entreprises les plus vulnérables se re-

trouvent en grande difficulté et l'économie entre en récession.

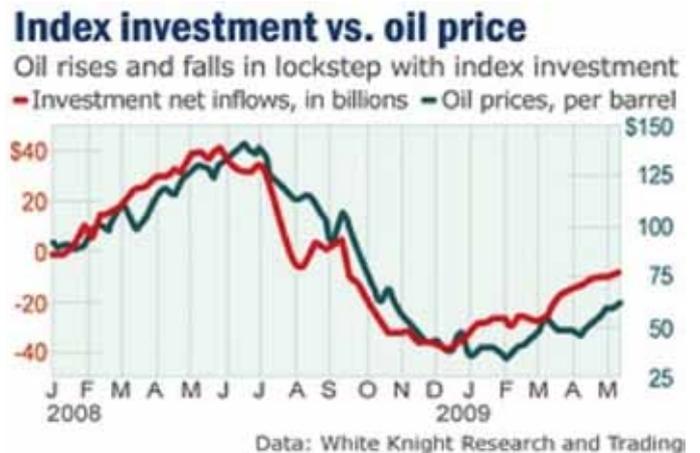


Figure 18: Baisse des investissements avec la baisse des prix du pétrole (source : leblogfinance.fr)

La récession entraîne mécaniquement une baisse de la demande qui fait baisser les prix et ne permet plus à certains projets d'être rentables. Pourtant, les difficultés techniques croissantes de l'industrie pétrolière nécessitent des investissements toujours plus importants pour développer des gisements en conditions difficiles voire extrêmes. Il y a donc un risque aggravé de ne pas voir se réaliser certains projets à cause de la volatilité des prix.







Note : pour davantage de précisions, le lecteur pourra se reporter au Rapport Annexe 2, disponible en téléchargement sur le site : <http://www.peakoil-europaction.eu/>.

## IV. L'UNION EUROPEENNE FACE A CES ENJEUX

### A. UNE EUROPE DEPENDANTE AU PETROLE

Le pétrole est partout dans les sociétés modernes. Il n'y existe plus aucun bien ou service dont la disponibilité ne nécessite pas l'usage de pétrole. Dans ces circonstances, l'impact de la hausse des prix ou d'une interruption de l'approvisionnement ne peut pas être négligeable.

L'Union Européenne est le deuxième consommateur de pétrole mondial après les Etats-Unis. Malgré une consommation en baisse, le pétrole y reste de loin la première source d'énergie avec 38 % de l'éner-

gie primaire consommée en 2011 (BP, 2012). De 1985 à 2000, l'Europe produisait 20 à 25 % de sa consommation. Aujourd'hui elle n'en produit plus que 13 %. La facture énergétique nette dépassera ainsi les 500 Md€ en 2012. La question de l'approvisionnement pétrolier est donc un élément central pour l'avenir de l'UE car même avec l'application de la nouvelle politique énergétique, la dépendance aux importations devrait atteindre 92 % en 2020 (Commission of the European Communities, 2008, p. 18).

En 2010, la consommation finale de pétrole au sein de l'Union se répartissait de la manière suivante (en millions de barils équivalents pétrole).

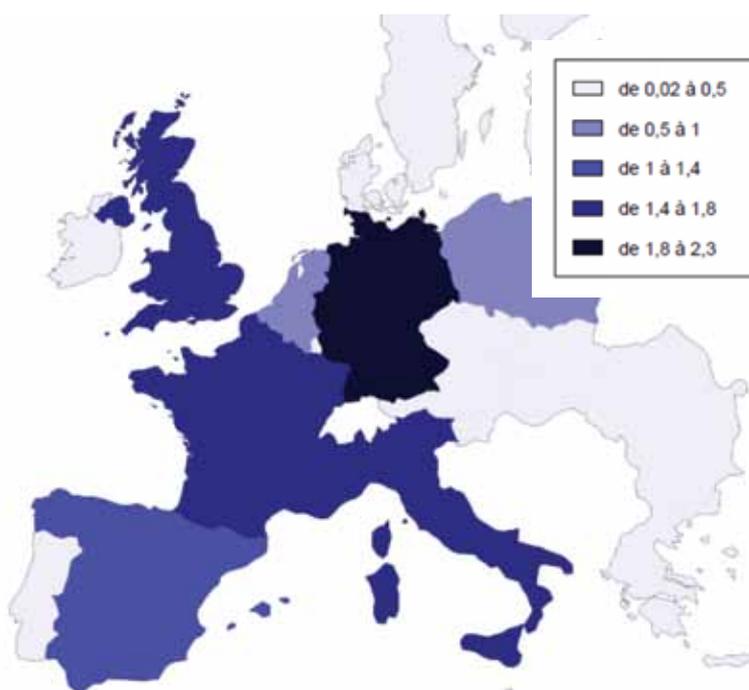


Figure 19: Répartition de la consommation pétrolière des pays de l'UE27 en Mb/j (Données: Eurostat)

Secteur	Quantité (Mbep)	Part de la consommation
Transport	2510	62 %
dont Transport routier	2080	51,4 %
Aviation	360	9 %
Navigation + rail	40	1,6 %
Usages non énergétiques	710	17,6 %
Résidentiel	310	7,8 %
Industrie (énergie)	250	6,3 %
Commerce et services	140	3,6 %
Agriculture, foresterie	100	2,4 %
Autres	30	0,7 %

Tableau 2: Répartition de la consommation finale de pétrole dans l'UE27 (Données Eurostat 2012)



1. Les industries extractives se définissent par l'exploitation des ressources naturelles minérales - à l'état solide, liquide ou gazeux - présentes dans le sol et le sous-sol, y compris sous-marin (définition INSEE)
2. Données Eurostat 2012

Si l'on observe l'évolution des consommations dans les principaux secteurs, nous pouvons remarquer trois tendances bien distinctes. Certains secteurs augmentent leur consommation sauf en cas de crise économique comme celle de 2008, d'autres diminuent la consommation de pétrole mais pas la consommation d'énergie ce qui montre une substitution et d'autres enfin voient leur consommation pétrolière diminuer.

### - Tendances à la hausse :

La consommation pétrolière pour des usages non énergétiques est en progression dans l'industrie (+30 % entre 1993 et 2008). Le choc pétrolier aura provoqué un retour provisoire au niveau de consommation de 2001, mais cette baisse était principalement liée à la crise économique et le rebond observé indique qu'il ne s'agissait pas d'une tendance durable.

### - Tendances à la substitution :

Pour les autres secteurs (hors transport), les tendances sont à la baisse, principalement pour les usages énergétiques de l'industrie et le résidentiel. La baisse de la consommation du secteur industriel peut s'expliquer par une meilleure efficacité énergétique d'une part, mais surtout par la modification du tissu industriel. En 20 ans, la production de l'industrie extractive<sup>1</sup> a diminué de 28 %<sup>2</sup> et a été remplacée par une production manufacturière (+27 %) moins consommatrice d'énergies fossiles. Malgré cela, la consommation totale d'énergie du secteur industriel est restée stable à 320 Mtep/an environ depuis 20 ans, sauf en 2009. Dans le secteur résidentiel, le pétrole est progressivement remplacé par le gaz naturel (+50 % en 20 ans).

Cependant, un meilleur rendement énergétique des nouvelles chaudières, des réglementations thermiques plus contraignantes pour la construction ainsi que la rénovation d'une partie du parc de logements n'ont pas empêché une tendance à la hausse de la consommation énergétique globale (+7 % en 20 ans).

### - Tendances à la baisse :

La consommation du secteur des transports a fortement augmenté entre 1990 et 2008 (+30 %) avec un doublement pour l'aviation internationale (+100 %). Mais le dernier choc pétrolier aura inversé la tendance et permis de retrouver le niveau de 2001. Cette baisse semble toujours en vigueur et indique à la fois une adaptation relative des pays de l'Union à un prix durablement élevé et un ralentissement de l'activité économique. A cause du manque de substituts disponibles, ce secteur est le principal consommateur de pétrole car il en dépend à plus de 95 %.

En termes de consommation, il est essentiel de se pencher sur l'intensité énergétique, c'est-à-dire la quantité d'énergie consommée pour produire une unité de PIB. Même si l'on constate une baisse générale de cet indice depuis 1990 (Figure 20), la situation semble s'inverser depuis quelques années. En effet, contrairement à toutes les projections, il faut au-

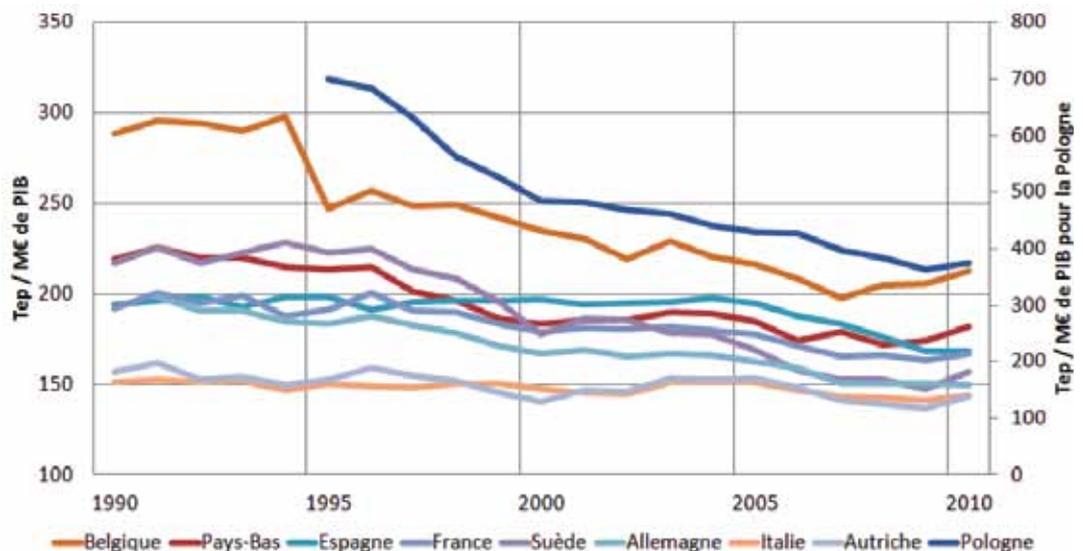


Figure 20: Evolution de l'intensité énergétique des 9 premières économies de l'UE (Données Eurostat 2012)

aujourd'hui plus d'énergie pour produire de la richesse économique qu'en 2009. Il ne semble plus possible de compter sur une baisse permanente de ce facteur pour les perspectives énergétiques de l'Europe.

## B. UNE EUROPE DEPOURVUE DE PETROLE

Si l'Europe est le deuxième consommateur au monde, ses réserves ne représentent que 0,4 % des réserves prouvées mondiales. Ce qui constitue 14 à 16 mois de la consommation moyenne mensuelle de 2007.

Réserves Prouvées en Mb	2011	2012
Royaume-Uni	2858	2827
Danemark	812	900
Roumanie	600	600
Italie	476	523
Pays-Bas	310	287
Allemagne	276	276
Pologne	96	155
Espagne	150	150
France	92	90
Autriche	50	50
Hongrie	27	32
Bulgarie	15	15
République Tchèque	15	15
Lituanie	12	12
Grèce	10	10
Slovaquie	9	9
<b>Total UE27</b>	<b>5808</b>	<b>5952</b>

Tableau 3: Réserves prouvées de l'UE27 pour 2011 et 2012 (Données EIA 2012)

Par ailleurs, peu de pays européens ont une production significative. L'Europe produit aujourd'hui 1,7 Mb/j de pétrole conventionnel et la production décline depuis 1999 à un rythme de 6 % par an. Deux tiers de la production sont fournis par la Grande-Bretagne, qui a passé son pic au même moment et qui est devenue importatrice nette depuis 2005. Le Danemark, second producteur, a passé son pic en 2004 avec un taux de déclin de 8 à 10 % par an, l'Italie produit seulement 10 % de sa consommation et l'Allemagne 5 %. La Roumanie quant à elle a passé son pic de production en 1973. Les pays européens producteurs ont donc passé leur pic, et seul le Danemark produit plus que sa consommation intérieure.

Les seules ressources potentiellement disponibles sont donc les hydrocarbures non conventionnels et les carburants synthétiques. A ce jour, il existe assez peu de sites de production.

Depuis cinquante ans, l'Estonie transforme le kérogène de ses schistes bitumineux en pétrole. Bien que bénéficiant de ressources importantes (un milliard de tonnes), le pays ne fournit que 16 % de sa consommation finale avec 3000 b/j. Même si les prévisions peuvent sembler favorables, cette technologie présente de sérieuses contraintes. Non seulement les schistes bitumineux contiennent 5 à 10 fois moins d'énergie que le pétrole mais il faut, en plus, dépenser beaucoup d'énergie pour chauffer le kérogène

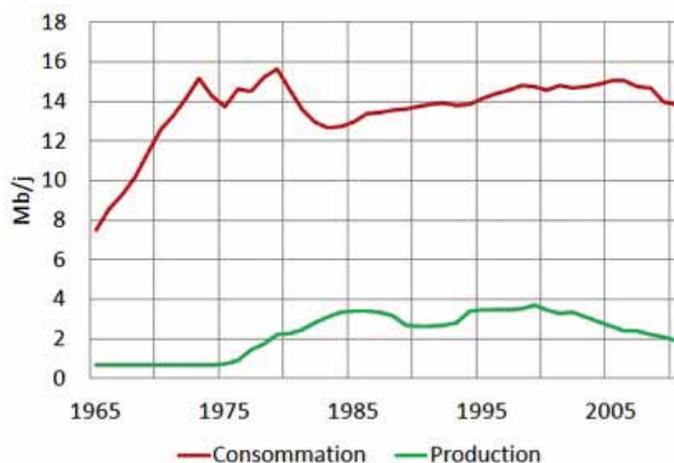


Figure 21: Production (hors biocarburants) et consommation pétrolières de l'UE27 (Données : BP 2012)

## IV. L'UNION EUROPEENNE FACE A CES ENJEUX



40

1. Définition de l'ERoEI, cf. Partie II, paragraphe C.

ainsi que pour le pompage et le traitement de l'eau nécessaire au procédé. L'ERoEI<sup>1</sup> est donc très bas et varie de 1 à 5 selon les études. A cela s'ajoutent les problèmes environnementaux : consommation importante d'eau (plus d'un baril d'eau pour un baril de pétrole) et augmentation de 20 à 75 % des gaz à effet de serre par rapport au pétrole. Ces facteurs rendent de telles exploitations non généralisables.

	Bcm	Gbep
Pologne	5 600	32,24
France	5 400	31,03
Suède	1 160	7,07
Danemark	650	3,97
Royaume-Uni	570	3,45
Roumanie, Hongrie, Bulgarie	540	3,28
Pays Bas	480	2,93
Allemagne	230	1,38
Lituanie	115	0,69
<b>Total UE27</b>	<b>14 745</b>	<b>86,03</b>

Tableau 4: Réserves européennes techniquement récupérables de gaz de schiste (Source : EIA, 2011)

Depuis quelques années l'exploitation du gaz de schiste ou shale gas intéresse les compagnies pétrolières et de nombreux gouvernements, notamment parce qu'il est techniquement possible de transformer du gaz naturel en carburant liquide. Nous tenons à souligner ici le fait que l'exploitation du gaz de schiste ne pourra pas remplacer le pétrole,

mais qu'elle pourrait, au mieux, diminuer la dépendance aux importations de gaz naturel. Exploitée aux Etats-Unis, cette ressource ne l'est pas encore en Europe, où quelques permis d'exploitation viennent seulement d'être accordés.

Si les réserves peuvent paraître importantes (86 Milliards de barils d'équivalent pétrole pour l'UE), il faut cependant nuancer cette quantité selon divers facteurs : énergétique, économique et environnemental. Tout d'abord, la transformation en hydrocarbures liquides du gaz provoque une perte énergétique de 45 %, soit près de la moitié de l'énergie initiale. Ensuite, la rentabilité de telles usines dépend du rapport entre les prix du gaz et du pétrole, plus précisément, il faut que le pétrole coûte cher et que le gaz soit bon marché. Or en Europe, avec un baril de pétrole à 100\$, il faudrait que le prix du gaz soit divisé par cinq pour que l'opération soit rentable, ce qui n'est pas envisageable à l'heure actuelle. Enfin les contraintes et nuisances environnementales sont importantes : nombreux forages et fracturation, flux importants de camions, forte consommation et pollution d'eau douce et consommation de sable. Contrairement aux grandes zones désertiques des Etats-Unis, l'exploitation en Europe serait proche des lieux de vie, ce qui inquiète et mobilise fortement les habitants.

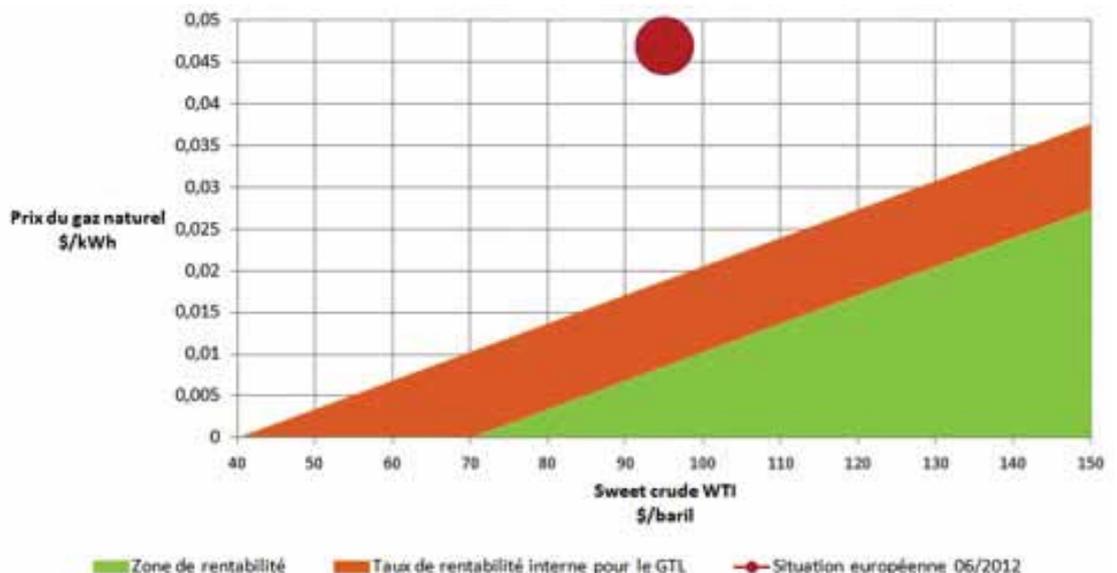


Figure 22: Situation européenne par rapport à la rentabilité d'une filière GTL. (Graphique adapté de OGJ)



La production de biocarburants, bien qu'en constante augmentation, ne répondra pas aux enjeux en termes de délais, de quantités disponibles et d'énergie nette, même si elle est une alternative techniquement exploitable. Environ 70 % du volume consommé dans l'Union Européenne est constitué de biodiesel, fait à partir d'huiles végétales. Ce secteur subit actuellement une forte concurrence des huiles végétales sud-américaines et indonésiennes, ce qui pourrait remettre en cause ses perspectives de développement. De plus, au meilleur des estimations, cette production ne représenterait finalement, en 2020, que 3 % de la consommation actuelle de pétrole brut de l'Union Européenne. L'ERoEI des biocarburants est également très faible, la filière nécessitant de forts apports d'énergies fossiles pour la mécanisation et l'utilisation d'intrants agricoles issus de la pétrochimie. A ces limites s'ajoute une autre, encore plus importante : la mise en concurrence avec la production alimentaire pour l'utilisation des surfaces agricoles.

Pour résumer, la production globale de carburants liquides va continuer de baisser fortement dans l'Union Européenne. Aucune filière ne semble prête à émerger dans des délais qui permettraient de faire face aux enjeux. Il n'y a que deux leviers possibles face à cette situation : diminuer la consommation ou augmenter les importations.

## C. IMPORTATIONS ET RISQUES ASSOCIES

### 1. PAYS FOURNISSEURS

Après être resté longtemps le premier fournisseur de l'Union Européenne, le Moyen-Orient ne fournit plus aujourd'hui « que » 27 % des importations. C'est la Russie qui est aujourd'hui le premier fournisseur avec 35 %, la Norvège est en seconde position avec 14 % du pétrole importé, mais les volumes diminuent fortement depuis le passage de son pic de production. Enfin, les importations en provenance de la région

Caspienne augmentent lentement et représentent environ 10 %.

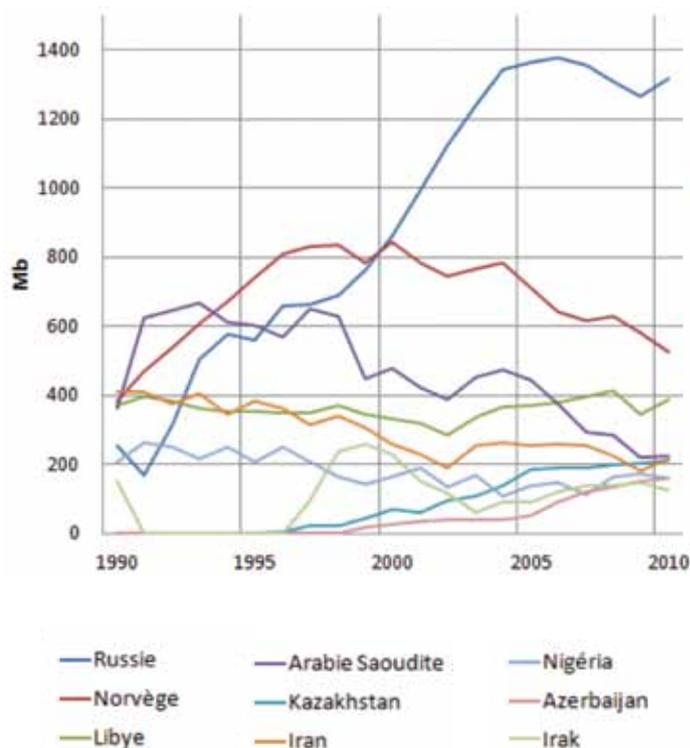


Figure 23: Evolution des importations annuelles de pétrole brut en UE27 pour les principaux fournisseurs

Cette diversification globale de l'approvisionnement de l'UE la rend moins vulnérable en cas d'interruption de la part d'un fournisseur. Cependant, plusieurs Etats membres dépendent toujours d'un seul pays pour leurs importations, notamment les pays de l'ex-Union Soviétique et voisins de la Russie.

Depuis la fin des années 1980, le cadre géopolitique de la production pétrolière a beaucoup évolué, notamment depuis que certains grands pays producteurs ont permis aux compagnies internationales d'accéder à leurs réserves. La régulation des prix par le marché a dorénavant pris l'avantage sur la régulation par l'OPEP et il est même parfois difficile pour

## IV. L'UNION EUROPEENNE FACE A CES ENJEUX

42

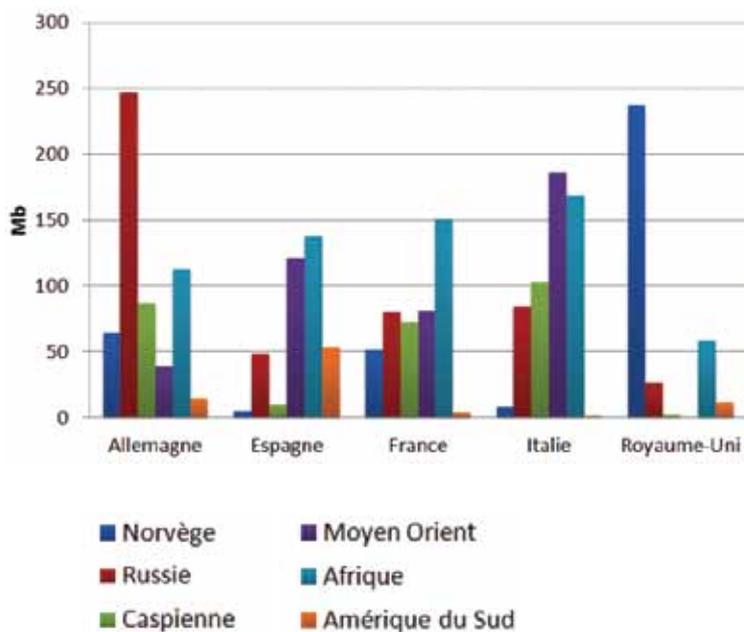


Figure 24: Origine des importations pétrolières en 2010 pour les cinq premiers consommateurs de l'UE

un pays producteur de savoir à qui sera livré physiquement son pétrole. Cette complexité et les interdépendances globales ont diminué fortement le risque de voir un Etat producteur déclarer un embargo du même type que celui de 1973 envers un pays importateur.

### RUSSIE

La proximité géographique fait aujourd'hui de la **Russie** un partenaire commercial déterminant pour l'Union Européenne qui représentait 47 % de son chiffre d'affaires global en 2010. La Russie est le premier fournisseur de pétrole pour l'UE, qui elle-même est un client incontournable pour la Russie. En 2010, six Etats membres ont importé plus de 90 % de leur pétrole de Russie. Parmi les premières économies de l'UE, la Belgique, les Pays-Bas, la Grèce et l'Allemagne en ont importé plus du tiers. La Russie est donc, et devrait rester, un partenaire inévitable pour l'approvisionnement énergétique de l'Union Européenne.

Elle doit cependant relever deux défis dans les années à venir : maintenir sa capacité de production et profiter au mieux de la concurrence renforcée sur le pétrole. Concernant la production, elle doit faire face à un déclin important de ses grands gisements (Sibérie). Le potentiel est bien là, mais les difficultés techniques et financières sont des freins importants. L'exploitation de l'Arctique, quant à elle, est risquée sur les plans financier et environnemental. Malgré l'arrivée, depuis l'an 2000, de compagnies privées internationales et d'investisseurs, les perspectives sont mauvaises : le ministre russe de l'économie a lui-même annoncé en septembre 2012 que la production allait au mieux stagner dans les trois années à venir, mais qu'une baisse de 3 % était plus probable.

Concernant la concurrence, la Russie doit accroître ses parts de marché avec l'UE, mais aussi s'implanter davantage sur les marchés asiatiques et nord-américains. La coopération entre la Russie et la Chine s'est renforcée ces dernières années, avec un volume d'échanges financiers en hausse de 43 % en 2011. Mais cette coopération est déséquilibrée et sous le signe de la méfiance : la Russie est bien plus dépendante de la Chine que celle-ci ne l'est de la Russie. En effet, la Russie ne représente que 2 % des exportateurs.

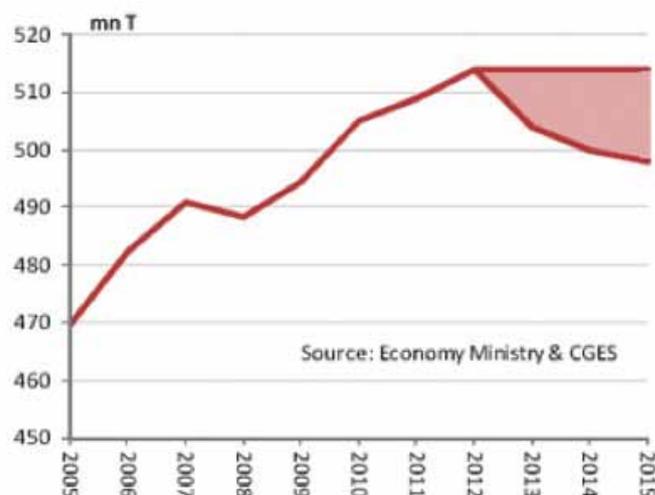


Figure 25: Perspectives de production pétrolière de la Russie (en millions de tonnes par an)



1. François Lafargue, Scabreuses relations sino-russes, RiskEnergy, consulté le 6 août 2012, URL : <http://www.riskenergy.fr/2012/04/scabreuses-relations-sino-russes.html>

2. En 2011, la part des exportations vers la Chine était de 15%.

tations chinoises alors que la Chine est le quatrième client et le deuxième fournisseur de la Russie<sup>1</sup>. La Chine a donc une position commerciale dominante qui pèse lourd dans les négociations et lui permet notamment de négocier des réductions sur le prix du pétrole. La stratégie Russe appelée « Go East » prévoit de faire progresser les exportations vers la Chine de 3 % en 2005<sup>2</sup> à 30 % en 2020 (Lifan, 2012). Grâce au pipeline Skovorodino-Daking, financé notamment par la Chine, le Japon pourrait également devenir un client important pour le pétrole russe. Mais le différend qui oppose les deux pays au sujet des îles Kouriles continue de peser sur leurs relations depuis la seconde guerre mondiale et les négociations piétinent toujours aujourd'hui.

## NORVEGE

**La Norvège** a refusé d'entrer dans l'Union Européenne suite à deux référendums (1972 et 1994). Cependant, elle coopère étroitement avec l'UE dans de nombreux domaines tels que celui de l'énergie. Alors que la production a décliné de 33 % entre 2001 et 2011, la quantité de pétrole brut importée de Norvège par l'UE est passée de 840 Mb/an à 450 Mb/an sur la même période, soit une baisse de 46 % en 10 ans. Malgré cela, ce pays voisin reste le deuxième fournisseur de l'Union et fournit près de la moitié du pétrole consommé au Royaume-Uni, 60 % du pétrole consommé en Irlande et le quart de la consommation suédoise. Dans un rapport de juin 2011, le Ministère norvégien du pétrole et de l'énergie indique que la production va continuer à décliner dans les années à venir (Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, 2011). En août 2012, la production a atteint son plus bas niveau depuis 20 ans avec 1,6 Mb/j.

L'Union Européenne ne peut donc pas compter largement sur la Norvège pour son approvisionnement futur et les rares Etats membres qui en dépendent fortement, tels que le Royaume-Uni ou l'Irlande, vont devoir trouver d'autres fournisseurs.

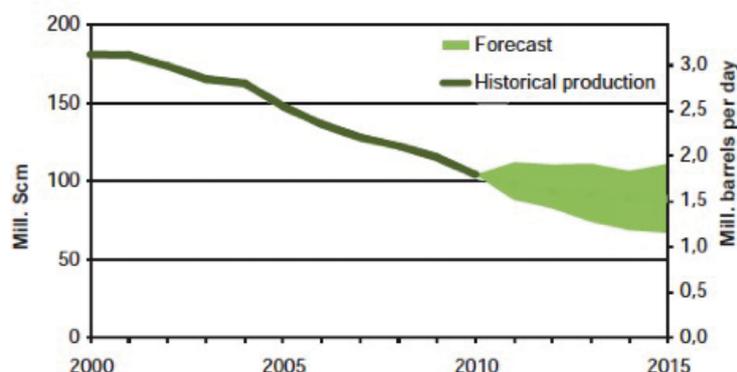


Figure 26: Prévisions de production pétrolière pour la Norvège  
(Source : Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, 2011)

## MOYEN-ORIENT

**Le Moyen-Orient** est depuis toujours la plus importante région pétrolière, avec la moitié des réserves prouvées et un tiers de la capacité de production mondiale en 2011 (BP, 2012). Comme nous l'avons vu, la dépendance pétrolière de l'Union Européenne à l'égard du Moyen-Orient n'a cessé de diminuer depuis la fin des années 1980 pour représenter environ le quart des importations en 2011, mais il n'en reste pas moins que la stabilité de l'économie mondiale reste tributaire de cette région et de son évolution géopolitique. Or, les problèmes y sont très nombreux, tant entre les Etats et leurs dirigeants qu'à l'intérieur même de ces Etats. Actuellement, la tension peut être qualifiée d'extrême tant la plupart des pays sont dans des situations conflictuelles : révolution égyptienne, guerre civile en Syrie, tensions entre les communautés religieuses, manifestations publiques, nucléaire iranien, attentats et sabotages en Irak, etc. Sans faire ici l'analyse de ces interconnexions très complexes, il faut souligner cette situation de haute instabilité qui menace, non pas simplement l'économie européenne, mais plus globalement la paix et l'économie mondiales. Même si l'Europe dépend moins des importations pétrolières du Moyen-Orient, elle ne pourrait éviter les effets considérables de la



crise systémique qui découlerait de l'éclatement d'un conflit ouvert et international dans cette zone.

**L'Arabie Saoudite**, grâce à ses immenses réserves et à sa capacité à moduler sa production, joue depuis longtemps un rôle de régulateur. Ainsi, c'est elle qui a pu compenser l'embargo contre l'Iran, décrété par l'UE en juillet 2012, en augmentant sa contribution d'environ 0,6 Mb/j. Cependant, ce pays doit faire face à deux difficultés majeures : une instabilité politique liée à l'organisation de la succession au trône et une grande fragilité économique. Les princes héritiers, très âgés, décèdent peu de temps après leur désignation, ce qui ne permet pas d'avoir une gestion politique stable du Royaume. Par ailleurs, l'économie rentière de l'Arabie Saoudite favorise les dépenses publiques, une consommation intérieure de pétrole en forte hausse pouvant conduire à une fin des exportations dès 2037, une très forte dépendance aux importations de biens de consommation et peu de diversité dans les recettes. Le printemps arabe n'a pas encore atteint l'Arabie Saoudite mais la colère commence à se faire entendre chez les jeunes en très forte majorité. Ces fragilités pourraient, à court ou moyen terme, impacter l'avenir de la production du pays, les prix du pétrole et les approvisionnements de l'Union Européenne.

**L'Irak** dispose des cinquièmes réserves mondiales, avec cinq gisements super-géants dont le volume est supérieur à 5 Gb. Cependant ce potentiel considérable est encore largement inexploité. Selon l'AIE, la production pourrait atteindre 6,1 Mb/j en 2020 (IEA, 2012), mais les freins au développement sont très importants : instabilité politique, corruption et insécurité, manque de main-d'œuvre qualifiée, engorgements logistiques, ou encore barrières encore trop nombreuses aux investissements étrangers. Par ailleurs et selon l'AIE, pour maintenir la pression dans les réservoirs de pétrole et prolonger la production, il faut y injecter selon les cas, du gaz ou de l'eau. Il faudra acheminer jusqu'à 8 Mb/j d'eau dessalinisée, depuis le Golfe jusqu'aux gisements situés à terre dans le sud de l'Irak, ce qui suppose des coûts et

délais de développement très importants. Même si la production pétrolière du pays a progressé de 30 % en deux ans pour atteindre 3 Mb/j, l'évolution devrait rester chaotique et peu lisible.

**L'Iran** est au cœur de tensions internationales et sous embargo pétrolier de l'Union Européenne depuis juillet 2012, en raison de désaccords sur le développement du nucléaire. Quatrième réserve pétrolière et cinquième producteur mondial, l'Iran est un acteur majeur, à la fois pour le pétrole et le gaz. Cependant, la production du pays est en déclin et même dans un contexte de stabilité géopolitique, les exportations pourraient être nulles avant 2020. L'actualité ne nous permet pas d'évaluer plus précisément l'avenir des relations entre l'Iran et l'UE, ainsi que le reste du monde.

### AFRIQUE

**Le Nigéria**, premier producteur d'Afrique, a un fort potentiel de développement, avec des prévisions de production estimée à 4 Mb/j par le gouvernement. Or ce pays, dont 95 % des recettes d'exportation viennent du pétrole, connaît de graves troubles intérieurs : vandalisme, désastres environnementaux, piratages, kidnappings, vols et sabotages. Encore loin des prévisions, la production n'est que de 2,5 Mb/j.

**La Libye**, quant à elle, dispose des premières réserves d'Afrique avec 47,1 Gb. Si la production s'est arrêtée pendant les sept mois de la révolution en 2011, elle est rapidement repartie à la hausse pour atteindre 1,6 Mb/j en juillet 2012 et avec la prévision d'atteindre 2 Mb/j en 2015 si aucune perturbation ne survient.

### AMERIQUE DU SUD

Deux pays se distinguent des autres pour la production pétrolière en Amérique du sud : le Brésil et le Venezuela. Environ 90 % de la production du **Brésil** est effectuée en zone offshore de très grande profondeur et il s'agit principalement de pétrole lourd. Les

1. Reuters, Petrobras needs higher fuel price to invest –CEO, consulté le 13/10/2012, URL: <http://www.reuters.com/article/2012/06/15/petrobras-investment-idUSL1E8HFJRS20120615>
2. Anne Cheyvalle, L'économie du Venezuela est trop dépendante du pétrole, Lefigaro.fr, consulté le 14/10/2012, URL : <http://bourse.lefigaro.fr/devises-matieres-premieres/actu-conseils/l-economie-du-venezuela-est-trop-dependante-du-petrole-292081>

investissements nécessaires sont considérables et la compagnie nationale brésilienne Petrobras devra investir 236 Md\$ entre 2012 et 2016<sup>1</sup> pour augmenter la production. Le Brésil, grand consommateur de pétrole, est importateur net et ne devrait pas devenir un fournisseur important de l'Union Européenne.

**Le Venezuela** possède, selon les chiffres de l'OPEP, les premières réserves pétrolières mondiales depuis l'intégration de son pétrole extra-lourd dans les réserves prouvées (près de 300 Gb situés dans la ceinture de l'Orénoque). La plupart des champs exploités sont matures et la compagnie nationale PdVSA (Petróleos de Venezuela SA) doit dépenser plusieurs milliards de dollars chaque année pour simplement maintenir une production qui décline à un taux de 25 % par an. Le principal potentiel concerne la ceinture de l'Orénoque dont les projets en cours devraient apporter une capacité de production supplémentaire de 2 Mb/j d'ici 2020 (EIA, Analysis brief). Le régime mis en place par le président Hugo Chavez, qui a été reconduit dans ses fonctions à l'automne 2012, consiste à utiliser la rente pétrolière pour financer en grande partie les politiques sociales (un tiers du chiffre d'affaires de PdVSA serait consacré aux actions sociales<sup>2</sup>). Le développement de nouvelles capacités de production pourrait donc être moins rapide qu'espéré par les pays importateurs.

## 2. TRANSPORT DU PETROLE

Le transport pétrolier est un enjeu géopolitique majeur. Aujourd'hui 80 % du pétrole brut et 90 % des échanges commerciaux pétroliers sont transportés par voie maritime. Seuls les pétroles russe et norvégien arrivent au sein de l'Union Européenne par oléoduc.

En plus d'être beaucoup moins coûteux que le transport maritime, les oléoducs présentent assez peu de risques, sauf d'éventuels conflits entre un pays fournisseur ou consommateur et un pays sur lequel transite le pétrole, comme cela a été le cas entre la Russie et l'Ukraine au sujet des frais de transit du gaz. Le pétrole russe transite par Drouzhba, un oléoduc de 4000 km et d'une capacité totale de 1,64 Mb/j. Il alimente la Pologne, l'Allemagne, la Hongrie, la Slovaquie et la République Tchèque. Le pétrole norvégien transite quant à lui par Norpipe, un oléoduc de 354 km qui dessert le Royaume-Uni avec une capacité de 0,9 Mb/j. Aucun investissement n'est envisagé sur cet oléoduc pour les années à venir, les importations du pétrole norvégien par l'Union Européenne risquant d'être nulles d'ici 15 ans.

La grande majorité du pétrole est donc transportée par voie maritime. Environ 70 % des échanges

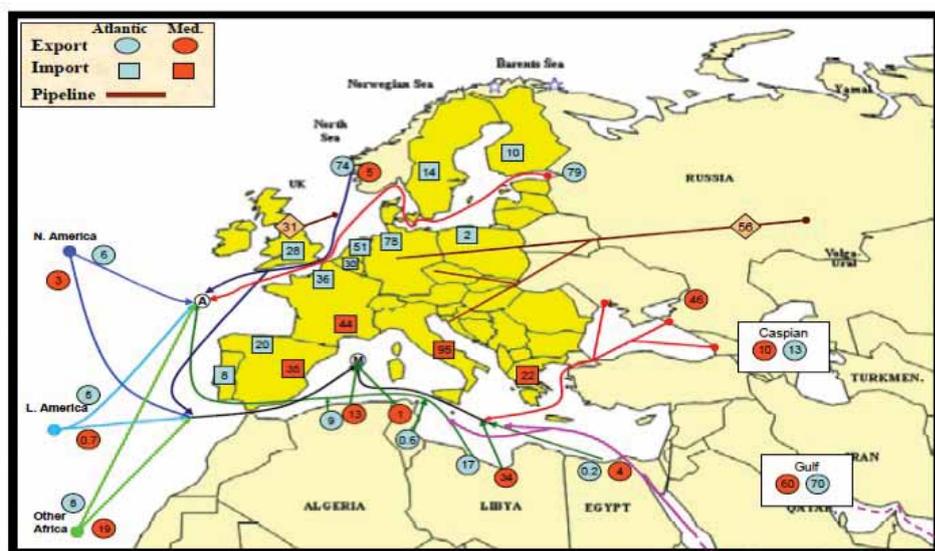


Figure 27: Circuits des approvisionnements pétroliers de l'UE27 (Source : Observatoire Méditerranéen de l'Energie)

d'hydrocarbures par tankers s'effectuent par les côtes nord et atlantiques et 30 % par les côtes méditerranéennes, grâce aux terminaux pétroliers, dont les principaux (Rotterdam, Marseille, Le Havre, Trieste et Wilhelmshaven) ont une capacité totale de 5 Mb/j. Ce type de transport implique de forts risques environnementaux (un accident tous les 3 ans en moyenne dans l'UE), mais aussi économiques et financiers en cas de blocages. Les points névralgiques sont notamment les détroits et canaux, dont trois passages stratégiques permettent de faire transiter vers l'Europe les tankers en provenance du Moyen-Orient : le détroit d'Ormuz, celui de Bab El Mandeb et le canal de Suez.



Figure 28: Détroit d'Ormuz, de Bab el Mandeb et canal de Suez (Image GoogleEarth©)

Ces passages sous haute surveillance (omniprésence des forces armées états-uniennes) présentent des risques techniques, politiques ou terroristes. Le **détroit d'Ormuz**, situé entre le golfe arabo-persique et la mer d'Oman, voit transiter 17 Mb chaque jour, soit 20 % du pétrole brut mondialement consommé. Les tensions y sont très fortes, depuis que l'Iran menace de le bloquer en cas d'attaque par Israël ou les Etats-

Unis. Les conséquences d'une telle décision seraient une réaction immédiate de l'armée des Etats-Unis ne laissant aucune chance à l'Iran, d'autant plus qu'il s'agit d'eaux internationales sur lesquelles il n'a aucun droit. Malgré ces éléments qui permettent de nuancer le risque, la menace est prise au sérieux par la communauté internationale. Une solution de contournement existe grâce aux oléoducs partant d'Arabie Saoudite, d'Irak ou des Emirats Arabes Unis, mais les capacités restent nettement insuffisantes.

Les tankers en transit vers l'Europe et les Etats-Unis doivent ensuite passer le **détroit de Bab el Mandeb** pour rejoindre le canal de Suez et éviter le contournement de l'Afrique. Ce passage très serré (jusqu'à 29km) est de plus en plus la cible d'attaques de piraterie.

Le **Canal de Suez**, emprunté par 17800 bateaux en 2011 (dont un quart transportant du pétrole), est le dernier passage stratégique avant l'Union Européenne. Le « sumed pipeline », oléoduc d'une capacité de 2,4 Mb/j, est une alternative construite après l'occupation israélienne qui a causé la fermeture du canal de 1967 à 1975.

Le pétrole russe transite également par voies maritimes au départ des ports de la mer Noire et traverse les **détroits du Bosphore** et des **Dardanelles**. Ces détroits, tous deux sur le territoire turc, n'excèdent pas 760 mètres de largeur au passage le plus étroit d'Istanbul et sont l'une des voies navigables les plus difficiles du monde. Les risques sont nombreux et le trafic est en hausse depuis que l'Azerbaïdjan et le Kazakhstan ont augmenté leurs exportations de pétrole vers l'UE. En 2011, près de 3 Mb/j ont été acheminés via 5500 tankers. La Turquie a mis en place des réglementations de plus en plus contraignantes pour améliorer la sécurité et éviter tout risque d'accident, provoquant des files d'attente considérables. Un projet d'oléoduc Roumanie-Italie est en cours pour décongestionner ce passage, mais il serait freiné par la Slovénie et la Croatie.



Figure 29: Détroits des Dardanelles et du Bosphore  
(Image GoogleEarth©)

### 3. STOCKS STRATEGIQUES ET AGENCE INTERNATIONALE DE L'ENERGIE

Suite à la guerre des Six Jours et à la fermeture du canal de Suez, l'Europe prend conscience de sa vulnérabilité aux ruptures d'approvisionnement pétrolier. Dès 1968, la Commission Européenne prend des directives pour une politique énergétique communautaire, notamment en matière de stocks. Mais ces mesures se révèlent insuffisantes. L'OCDE crée l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) en 1974 et conclut un accord : le Programme International de l'Energie (PIE). Agence indépendante essentielle pour la sécurité énergétique européenne, l'AIE est basée à Paris et regroupe aujourd'hui 28 pays dont 19 membres de l'UE : Allemagne, Autriche, Belgique, Danemark, Espagne, Irlande, Italie, Luxembourg, Pays-Bas, Royaume-Uni, Suède, Grèce, Portugal, Finlande, France, Hongrie, République Tchèque, Slovaquie et Pologne.

Le PIE impose aux pays membres de stocker un volume de pétrole correspondant à un minimum de 90 jours de leur consommation, basée sur les importations nettes de l'année précédente. Pour chaque

pays, une réduction de ses approvisionnements supérieure à 7 % du volume quotidien déclenche des mesures d'urgence. Le PIE prévoit également des règles relatives à l'utilisation des stocks, à la réduction de la demande et, si nécessaire, au partage du pétrole disponible afin de stabiliser les marchés en cas de perturbations de l'offre. En cas de baisse inférieure à 7 % le CERM (Coordinated Emergency Response Measures ou mesures d'intervention coordonnées d'urgence) peut être déclenché afin d'activer des mesures rapides et flexibles, comme ce fut le cas en 1991 lors de la première guerre du Golfe.

L'AIE conseille les pays membres en matière de politique énergétique et publie chaque année le World Energy Outlook, état des lieux et étude prospective sur le secteur énergétique, qui fait référence auprès des organisations publiques et privées. Mais le rôle premier concerne la libération des stocks stratégiques de pétrole sur le marché en cas de perturbation majeure des approvisionnements. Plus de 4 milliards de barils sont stockés aujourd'hui par les états membres, stocks publics ou bien détenus par des compagnies privées (63 %). Ces stocks, qui peuvent fournir environ quatre mois de la consommation du moment, représentent une vraie sécurité pour les états membres. En cas de conflits ou de blocages, ces réserves permettraient de répondre aux besoins critiques (armée, pompiers, production alimentaire), mais n'empêcheraient pas une baisse de l'activité économique. En 1991, 2,5 Mb/j ont été mis sur le marché pendant trois mois lors de la libération du Koweït, puis 2,1 Mb/j pendant trente jours en 2005 après le passage de l'ouragan Katrina. En 2011, 60 millions de barils ont été libérés après le début de la guerre civile en Libye, effort soutenu à hauteur de 50 % par les USA, 30 % par l'Europe, et 20 % par l'Asie.

## D. SECTEURS VITAUX VULNERABLES

Comme nous l'avons montré, le déclin de la production et de la consommation globale de pétrole est



1. <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/11/about-us/economics-social-research/2934-decc-oil-price-projections.pdf>
2. Charles Maxwell, Weeden's Maxwell: Brace for \$300/barrel oil, IndexUniverse, consulté le 27/08/2012, URL: <http://www.indexuniverse.com/sections/interviews/8360-eedens-maxwell-brace-for-300barrel-oil.html>

3. Depuis 2009, l'intensité énergétique s'est dégradée en Europe, ce qui renforce l'impact des prix de l'énergie sur l'économie.
4. L'intensité pétrolière est le rapport entre la quantité de pétrole consommée et le PIB. Il permet d'évaluer la dépendance au pétrole d'une organisation économique.

imminent. L'Union Européenne, comme toutes les économies modernes, en est pourtant très dépendante et nous devons nous interroger sur les conséquences qu'aura ce déclin pour nos sociétés. L'anticipation des phénomènes est extrêmement complexe car les facteurs et interactions sont nombreux et encore trop peu étudiés. Quelle sera, dans le futur, l'influence du prix sur la demande ? Comment évoluent les investissements face à la volatilité des prix ? Quel sera l'impact de l'efficacité énergétique et de la substitution ? Quelle serait la réaction de l'opinion publique face à des gouvernements qui assumeraient pleinement la situation énergétique ?

Lorsque la situation est complexe, il est toujours possible de trouver des arguments pour ne rien changer. Il faut donc comprendre, dans le cas précis du pic pétrolier, quel serait le poids de l'inaction. Nous avons choisi de l'illustrer en anticipant les effets d'une forte hausse des prix du pétrole, devenant une contrainte économique écrasante. La plupart des scénarios énergétiques posent l'hypothèse que le prix des hydrocarbures va augmenter, dans des proportions qui varient fortement en fonction des auteurs. La compilation des différents scénarios de référence, réalisée par le DECC<sup>1</sup> fin 2011, donne une fourchette comprise entre 92 et 135\$/b en 2020 quand d'autres scénarios alternatifs avancent des hypothèses de 300<sup>2</sup> à 400\$/b. Il n'est plus possible de prévoir le prix du pétrole à long terme et l'histoire a montré que celui-ci pouvait atteindre des niveaux dépassant largement toutes les prévisions en peu de temps. Il est également impossible de prévoir une hausse permanente puisque la capacité du système industriel et mondialisé à absorber un pétrole très cher est limitée.

### 1. ECONOMIE

Plusieurs études ont conclu que le lien entre croissance économique et prix du pétrole était de plus en plus ténu et que l'impact de ce dernier sur l'économie était devenu presque nul. Cette analyse était

valable jusqu'en 2009<sup>3</sup> pour les pays de l'OCDE qui ont délocalisé les activités énergivores, polluantes ou à forte intensité pétrolière<sup>4</sup>, mais beaucoup moins pour les pays émergents et pour l'économie mondiale dans son ensemble. Cette idée avait été expliquée en 2005 par Yves Cochet (Cochet, 2005, p. 106), qui indiquait que la moindre vulnérabilité de la France à l'évolution des prix du pétrole était un mythe.

### Avec un baril à 200\$

Comme les coûts de production augmentent, les entreprises investissent moins et créent moins de richesses. Pour les Etats, la hausse de la facture pétrolière est, au final, répercutée sur les salaires et les profits du secteur privé. A cela s'ajoutent l'inflation et la hausse des coûts énergétiques : la demande intérieure peut alors baisser de 30 à 40 %. La hausse des prix à la consommation pour les ménages implique une renégociation des salaires, ce qui conduit encore à une réduction des marges. Finalement, la baisse de la consommation et les coûts supérieurs rendent l'emploi moins rentable pour les entreprises, ce qui conduit à une baisse globale de la demande de main-d'œuvre, malgré un transfert partiel de l'activité vers des secteurs moins énergivores. Les investissements et la consommation reculent : on peut parler de « récession », récession combinée à de l'inflation. Les prix montent mais sans croissance. Tous les secteurs sont touchés, même ceux indispensables au bon fonctionnement de la société. Les plus modestes sont les plus rapidement et les plus fortement impactés car ils ne disposent d'aucune marge de manœuvre et le chômage, les pénuries, les faillites et les défauts de paiement pour les crédits deviennent courants.

### 2. ALIMENTATION

Les risques sont majeurs tout au long de la chaîne alimentaire. La production agricole dépend largement de la mécanisation et d'intrants issus de la pétrochimie. Dans les champs, l'humain a été remplacé par des machines, le retour de la matière organique à la



1. Statistiques agricoles de la Commission européenne, p14, consulté le 07/10/2012, URL : [http://ec.europa.eu/agriculture/statistics/agricultural/2011/pdf/tables-maps-graphs\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/agriculture/statistics/agricultural/2011/pdf/tables-maps-graphs_en.pdf)

terre a été remplacé par des fertilisants de synthèse et l'adaptation des variétés cultivées aux caractéristiques des territoires par l'utilisation de biocides pour « standardiser » l'environnement. La dépendance aux énergies fossiles est donc croissante et les prix de l'alimentation se retrouvent indexés sur ceux du pétrole. En moyenne l'énergie, les fertilisants et les biocides représentent 20 à 25 % des charges variables des exploitations agricoles européennes, et jusqu'à 46 % pour les grandes cultures françaises (Agreste, 2009).

	Total Charges variables		énergie et lubrifiants		fertilisants		biocides	
	M€	%	M€€	%	M€€	%	M€€	
<b>EU-27</b>	<b>212891</b>	<b>12,2</b>	<b>25973</b>	<b>6,9</b>	<b>14689</b>	<b>4,7</b>	<b>10006</b>	
France	39479	8,7	3435	8,1	3198	6,9	2724	
Allemagne	32120	11,2	3597	6,6	2120	4,7	1510	
Italie	20959	11,7	2452	5,8	1216	3,9	817	
Pays Bas	16069	14,7	2362	2,2	354	2,7	434	
Royaume-Uni	15679	9,3	1458	10,0	1568	5,3	831	

Tableau 5: Part des charges variables dont le coût est lié au prix du pétrole, en 2010 (Données : Commission européenne<sup>1</sup>)

Ces coûts évoluent directement avec ceux du pétrole, comme le démontre la hausse de 15,7 % en 2007 du prix des engrais (INSEE, 2012), ces derniers étant fabriqués à base de gaz naturel, lui-même directement indexé sur le prix du pétrole en Europe.

Le secteur de la pêche est également très vulnérable. De 2004 à 2008, la part des dépenses consacrée aux frais de carburants est passée de 15 à 24 % et chaque année pendant la même période ce sont 30 à 40 % des segments de flotte qui étaient en situation de pertes financières. La pêche est un secteur sensible

qui ne s'est pas adapté à la raréfaction du pétrole, l'âge moyen des embarcations étant de 26 ans et le rendement moyen de 200 litres de pétrole par tonne de poissons.

Ainsi c'est tout le système alimentaire qui s'est organisé en fonction du faible coût de l'énergie : disparition de l'autosuffisance locale, spécialisations régionales dans certaines cultures, augmentation de la taille des exploitations, diminution de la main-d'œuvre. Les habitudes alimentaires (produits hors saisons, exotiques...) ont également évolué, favorisant les flux massifs d'importations et d'exportations, rendus possibles seulement grâce au faible coût des transports, dans un système logistique complexe et mondialisé. En 2009 l'Europe a ainsi exporté 2,8 millions de tonnes de lait et en a importé 1,6 million de tonnes.

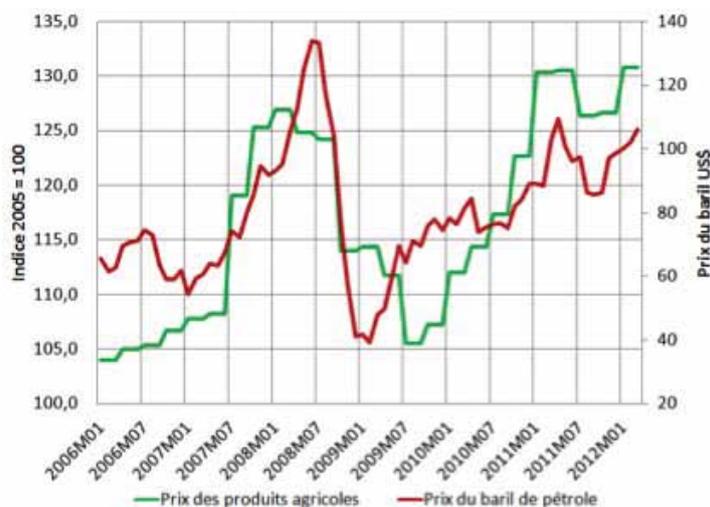


Figure 30: Corrélation entre le prix des produits agricoles pour l'UE27 et le prix du baril (Données Eurostat)



### Avec un baril à 200\$

En 2008, une augmentation de 17 % du prix des produits agricoles a été suivie d'une hausse de 10 % du prix à la consommation des produits alimentaires. Durant cette même période le prix du baril a augmenté de 85 % environ. Un doublement des prix du baril peut dès lors augmenter de 20 % le prix des produits agricoles par rapport à 2012, et de 12 à 15 % les prix à la consommation. Avec la diminution de la disponibilité des intrants et de l'énergie fossile, les rendements agricoles s'effondrent du fait que les terres arables sont épuisées par des décennies d'agriculture chimique, que les variétés de plantes adaptées aux territoires ont disparu et que les formations agricoles n'ont pas suffisamment transmis les techniques biologiques et faiblement énergivores. Une véritable crise alimentaire survient par la combinaison d'une hausse des prix et d'une indisponibilité physique de nourriture, provoquant des actes de délinquance et des émeutes.

Dans le secteur de la pêche, de nombreuses flottes cessent leur activité, c'est la pénurie sur les marchés et dans le secteur agro-alimentaire. Au total, ce sont 250 000 personnes qui sont directement impactées. Les économies portuaires sont frappées par les mouvements sociaux, les conséquences indirectes sont considérables. Les principaux pays concernés par ce risque sont l'Espagne, l'Italie et la Grèce qui représentent 60 % de la main-d'œuvre pour la pêche en mer, puis le Portugal, la France et le Royaume-Uni qui en représentent 25 %.

### 3. SANTE

Le système de santé des pays européens s'est également organisé en fonction du faible coût du pétrole. **Le transport**, premier poste de consommation, est le plus problématique : expéditions de médicaments et d'organes, déplacements des médecins et infirmières à domicile, transports d'urgence et ambulances, mobilité des inspecteurs pour les contrôles sanitaires, etc. Tout cela présente un risque de forte hausse

des dépenses de santé mais également d'interruption des services en cas de pénurie. En campagne, le manque de médecins, la fermeture des petites structures obligent les populations à se déplacer, les rendant très vulnérables. L'éloignement de l'accès aux soins tend alors à être un facteur de dégradation de la santé publique.

Par ailleurs, de nombreux **médicaments** sont faits à partir du pétrole et de ses dérivés : l'aspirine, certains antibiotiques, la moutarde azotée (traitement de cancers), mais aussi de nombreux antihistaminiques, antibiotiques, médicaments psychotropes. Les liants de comprimés, revêtements de pilules, bouchons et autres emballages contiennent également des dérivés pétrochimiques. La quantité de produits pétroliers reste faible pour ces applications et le prix du pétrole n'a qu'un faible impact sur le prix des médicaments. Des alternatives existent pour produire ce type de molécules, mais il peut y avoir des ruptures d'approvisionnement momentanées pendant que la filière se réorganise. De très nombreux **équipements** et consommables sont également fabriqués à partir du pétrole : prothèses, seringues, supports de radiologie, tubes de perfusion et de dialyse, cathéters, poches de perfusion, gants chirurgicaux, lubrifiants, alcool, brosses à dents etc. S'ajoutent également le suremballage et l'utilisation systématique de produits jetables. Comme ce fut le cas suite à l'embargo pétrolier de 1973, il y a un fort risque de hausse des coûts de fabrication et d'allongements des délais de livraison, voire d'indisponibilité de certains produits (Frumkin, Hess, & Vindigni, 2009).

Enfin, concernant **l'énergie**, la continuité de l'alimentation énergétique des équipements de santé est un élément crucial, or actuellement cette fonction est principalement assurée dans de nombreux hôpitaux par des groupes électrogènes alimentés au gazoil ou au gaz naturel. De plus, les établissements équipés de chaudières collectives au fioul risquent de voir leur facture augmenter très fortement dans les années à venir.



1. <http://www.precarite-energetique.org>

2. Eric Fishhaut, Petrochemicals firms take a stand against oil price volatility, Market focus, consulté le 24/08/2012, URL: <http://www.gvsi.com/download/editorials/Mrktfocs-May-03.pdf>

## Avec un baril à 200\$

Les effets d'un prix du pétrole très élevé sur la santé sont multiples et difficilement quantifiables. Hausse du coût d'une alimentation équilibrée, précarité énergétique accrue : la santé des plus modestes se dégrade. Pour des raisons financières, de plus en plus de citoyens ne prennent plus d'assurance ou de mutuelle, ne consultent plus leur médecin, ou ne peuvent plus se déplacer jusqu'aux centres de soins. Les nombreuses faillites d'entreprises, les ruptures d'approvisionnement alimentaires, énergétiques et sanitaires, les perturbations dans les transports, les inquiétudes familiales créent un stress permanent et dégradent la santé mentale des populations. Les dégradations des conditions de vie et les difficultés d'accès aux ressources les plus élémentaires risquent d'accroître les violences familiales, régionales, voire nationales et internationales, les possibles conflits armés étant bien sûr facteur de détérioration de la santé des populations.

## 4. HABITAT

Le secteur résidentiel est le troisième consommateur de l'UE : le pétrole y est brûlé dans des chaudières pour le chauffage ou l'eau chaude. Aujourd'hui, le gaz dont le prix en Europe est indexé sur le prix du pétrole représente 40 % de l'énergie dans l'habitat, alors que le pétrole ne représente que 14 %. Plus des deux tiers des emplois en Europe sont dans le secteur tertiaire, ce qui nécessite l'isolation, le chauffage et l'entretien de très nombreux bâtiments, y compris pour les services publics (mairies, hôpitaux, écoles, casernes etc.). Par ailleurs la précarité énergétique touche 10 à 25 % de la population en Europe, essentiellement des retraités, les faibles revenus, les familles monoparentales, les personnes qui vivent dans des logements mal isolés ou avec des moyens de chauffage déficients. Un quart de la population européenne habite en zone rurale, où les réseaux de chaleur collectifs, plus économiques, sont rares alors que les équipements tels que chaudières à fioul et

cuves de stockage y sont très répandus. La facture énergétique des ménages y est alors supérieure de 10 % à celle des ménages situés en zone urbaine. Cette vulnérabilité accrue, liée à l'habitat dans les campagnes, est cumulée avec une dépendance plus importante à l'utilisation d'un véhicule personnel.

## Avec un baril à 200\$

La précarité énergétique est la première conséquence de la hausse des prix de l'énergie. De plus en plus de foyers cessent de se chauffer, les logements et la santé des familles se dégradent. Le nombre de foyers concernés par la pauvreté passe de 15 à 30 %, voire à 40 % selon une étude sur la précarité énergétique en Europe<sup>1</sup>. Les prix du pétrole et du gaz étant très élevés, la population cherche des solutions alternatives. Les coupures d'électricité pendant les pointes de consommation augmentent et les centrales thermiques d'appoint fonctionnant au pétrole ne peuvent plus être utilisées. Dans l'urgence, de nombreux ménages se tournent vers le bois, seule énergie de chauffage facilement accessible. Les forêts sont alors victimes de coupes sauvages comme cela s'est vu en Grèce en 2011 et les poêles de qualité médiocre provoquent une augmentation de la pollution de l'air. De plus en plus de ménages sont en défaut de paiement et les conditions de prêts bancaires se durcissent, limitant l'accès à la propriété.

## 5. PETROCHIMIE

Secteur indispensable pour le mode de vie des européens, la pétrochimie fournit le latex, le plastique, de nombreux médicaments, cosmétiques, détergents, emballages, colorants ou encore les engrais et biocides pour l'agriculture. Le pétrole représente environ le tiers des consommations intermédiaires de ce secteur industriel, la corrélation entre le prix de tous ces produits et celui du baril de pétrole est donc très forte. Avec un doublement du prix du pétrole, le **coût de ces matériaux** très présents dans la vie quotidienne pourrait augmenter de **80 %<sup>2</sup> à 100 %**.



1. Florentin Collomp, Airbus optimiste pour l'essor du trafic aérien, Le figaro, consulté le 05/09/2012, URL : <http://www.lefigaro.fr/societes/2012/09/04/20005-20120904ARTFIG00541-airbus-optimiste-pour-l-essor-du-traffic-aerien.php>

2. Scott Mayerowitz, Airline costs force fares higher, The post and Courier, consulté le 05/09/2012, URL: <http://www.postandcourier.com/article/20110605/PC05/306059966>

L'impact est sévère pour certains secteurs critiques comme les établissements de santé ou les exploitants agricoles qui voient leurs frais augmenter fortement, mais surtout pour le consommateur final sur lequel cette hausse sera forcément répercutée.

### 6. TRANSPORT

Les transports sont essentiels pour le bon fonctionnement d'une société. Le pétrole permet d'aller toujours plus loin, toujours plus souvent et toujours plus vite : il est aujourd'hui indispensable à 96 % des transports européens. Plus de neuf millions de personnes travaillent dans les services de transport, deux millions dans l'industrie automobile, un demi-million dans la construction aéronautique, sans compter les très nombreux emplois indirects et induits. Des dizaines de millions de personnes dépendent donc de ce secteur économique, par ailleurs devenu indispensable pour toute la population, qui utilise quotidiennement les biens et services qu'il propose.

#### A) AVION

Un rapport récent de la Commission Européenne montre une réelle ambition pour le secteur aérien, comme par exemple l'objectif de pouvoir joindre n'importe quelle destination d'Europe, « de porte à porte », en moins de quatre heures ou celui de multiplier par 6 le nombre de vols annuels d'ici 2050 (European Commission, 2011). Par ailleurs, le directeur commercial d'Airbus a indiqué récemment que l'entreprise prévoit un doublement de la flotte en circulation et une hausse de 150 % du trafic en vingt ans<sup>1</sup>. Dans un scénario de doublement du prix du pétrole brut et donc du kérosène, la réalité est bien différente.

Au début des années 2000, le carburant représentait environ 15 % des coûts d'exploitation pour les compagnies aériennes. Dix ans plus tard, ce taux est passé à 35 % (45 % pour les vols « long courrier ») ce qui en fait la première dépense, devant les frais

de personnel (28 %)<sup>2</sup>. L'absence de taxes sur le kérosène pour des raisons de compétitivité internationale a permis d'obtenir un coût faible et une certaine démocratisation du transport aérien dans les pays industrialisés, mais elle ne permet pas d'amortir les variations importantes du prix du pétrole brut. Avec les prix de 2012, l'IATA (International Air Transport Association) prévoit une perte cumulée annuelle de 1,1 milliard de dollars pour les compagnies européennes.

#### Avec un baril à 200\$

Le carburant peut représenter jusqu'à 70 % des coûts d'exploitation et cette hausse est forcément répercutée sur le prix du billet, à l'exemple de la surcharge de 200€ appliquée en 2012 sur les vols de 7h par British Airways et Air France. Les voyageurs les plus modestes ne prennent plus l'avion, les autres préfèrent la classe économique et les passagers des vols intérieurs choisissent le train. Les coûts fixes du transport aérien (aéroports, contrôle aérien et prestataires divers) sont donc reportés sur un nombre moins important de voyageurs, ce qui augmente encore davantage le prix de leur billet. En Europe, les 400 000 emplois directs des compagnies aériennes disparaissent progressivement, à l'image du récent dépôt de bilan des compagnies hongroise Malev et espagnole Spanair. Au total ce sont 5,1 millions d'emplois du secteur aérien qui sont potentiellement concernés.

Les professionnels du secteur sollicitent le soutien des gouvernements, considérant qu'ils sont prioritaires pour l'économie, le tourisme, l'emploi et le transport des marchandises. La durée de vie des flottes d'avions est allongée et les commandes d'avions sont annulées. Le secteur de la construction aéronautique, qui concerne près de 500 000 personnes, dont un tiers en France, est dès lors confronté aux mêmes difficultés. La région Midi-Pyrénées (France) est particulièrement touchée car elle concentre plus de 50 000 emplois directs, indirects ou induits liés à la présence d'Airbus.



## B) AUTOMOBILE

Trois quarts des déplacements de personnes se font en voiture et le parc est estimé à 236 millions de véhicules. Des solutions partielles (voiture hybride ou électrique) peuvent être envisagées, mais seulement de manière marginale, aucune alternative n'offrant les mêmes avantages que la voiture à moteur thermique (puissance, autonomie...).

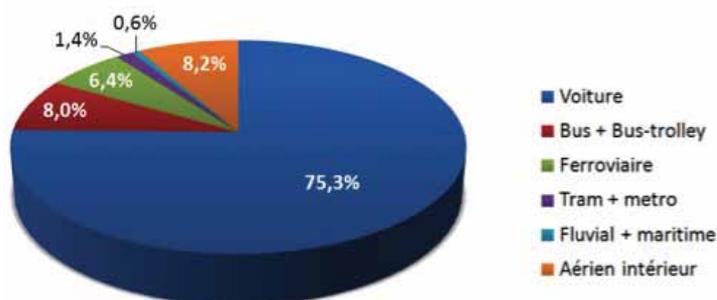


Figure 31: part modale du transport de passagers en UE27, en 2009 (Source : Commission Européenne)

**Mobilité des citoyens.** En 2009, les Européens ont dépensé en moyenne 1800€ par personne pour les transports, soit 13 % des dépenses d'un ménage. Les populations urbaines ou habitant des zones desservies par les transports en commun sont faiblement impactées. A l'inverse, les personnes éloignées des commerces, de leur lieu de travail, des services publics, les familles en gardes partagées des enfants sont très vulnérables, tant sur le prix des carburants que sur l'entretien des véhicules.

**Industrie et commerce de l'automobile.** L'automobile (fabrication, commerce, entretien) représente 12 millions d'emplois, soit 5 % de la population active

de l'UE. Le quart des voitures vendues dans le monde est fabriqué dans les principales économies de l'Union Européenne, ce qui représente 775 000 emplois directs en Allemagne, 220 000 en France et plus de 100 000 en Italie, au Royaume-Uni, en Espagne, en Pologne ou en République Tchèque. Depuis la crise de 2008 les ventes annuelles ont reculé de 16 %, tendance à la baisse qui s'inscrit dans la durée. Actuellement ce sont les marchés asiatiques qui forment l'essentiel de la clientèle pour les fabricants européens.

### Avec un baril à 200\$

Le haut niveau de taxation des carburants en Europe permet d'amortir les variations du prix du pétrole brut. Les consommateurs européens sont donc moins impactés par la hausse des prix du pétrole que ceux des Etats-Unis mais l'impact reste majeur. Les salariés continuent d'aller au travail, toujours prioritaire malgré le prix élevé des carburants. Les files d'attente dans les stations-service, les rationnements peuvent provoquer des impossibilités de déplacement. Le covoiturage se développe, les transports en commun deviennent insuffisants. Le vélo redevient le transport le plus utilisé pour les distances inférieures à 5 km. Les ménages consacrant une part importante de leur budget à l'énergie n'ont plus le pouvoir d'achat suffisant pour consommer et alimenter la croissance. Malgré les politiques incitatives proposées par les gouvernements, ils n'investissent plus dans des véhicules neufs. La diminution de la demande s'amplifie et par manque d'anticipation du secteur les plans sociaux et les fermetures d'usines se multiplient, provoquant des crises majeures dans les régions touchées.

## C) FRET ROUTIER

Tout développement de l'activité économique implique une hausse du trafic de marchandises et de la consommation de pétrole associée. Or, au sein de l'Union Européenne, trois quarts des marchandises sont transportés par les routes et le carburant représente 25 à 35 % des coûts pour les sociétés de transport.



L'équation semble difficile à résoudre puisqu'en l'absence de solutions de remplacement à court terme, une diminution de la consommation de pétrole impliquerait une baisse du tonnage transporté et donc un ralentissement de l'activité économique.

### **Avec un baril à 200\$**

Les coûts des transports routiers augmentent d'au moins 10 %. Les kilomètres parcourus et les échanges entre les pays de l'UE diminuent. Le modèle logistique du juste à temps est remis en question au profit du stockage. Mais surtout les faillites d'entreprises se multiplient et le secteur ne peut plus soutenir l'activité économique. La distribution de l'alimentation, très dépendante des transports et secteurs logistiques, devient préoccupante.

---

## **7. INFORMATION ET COMMUNICATION**

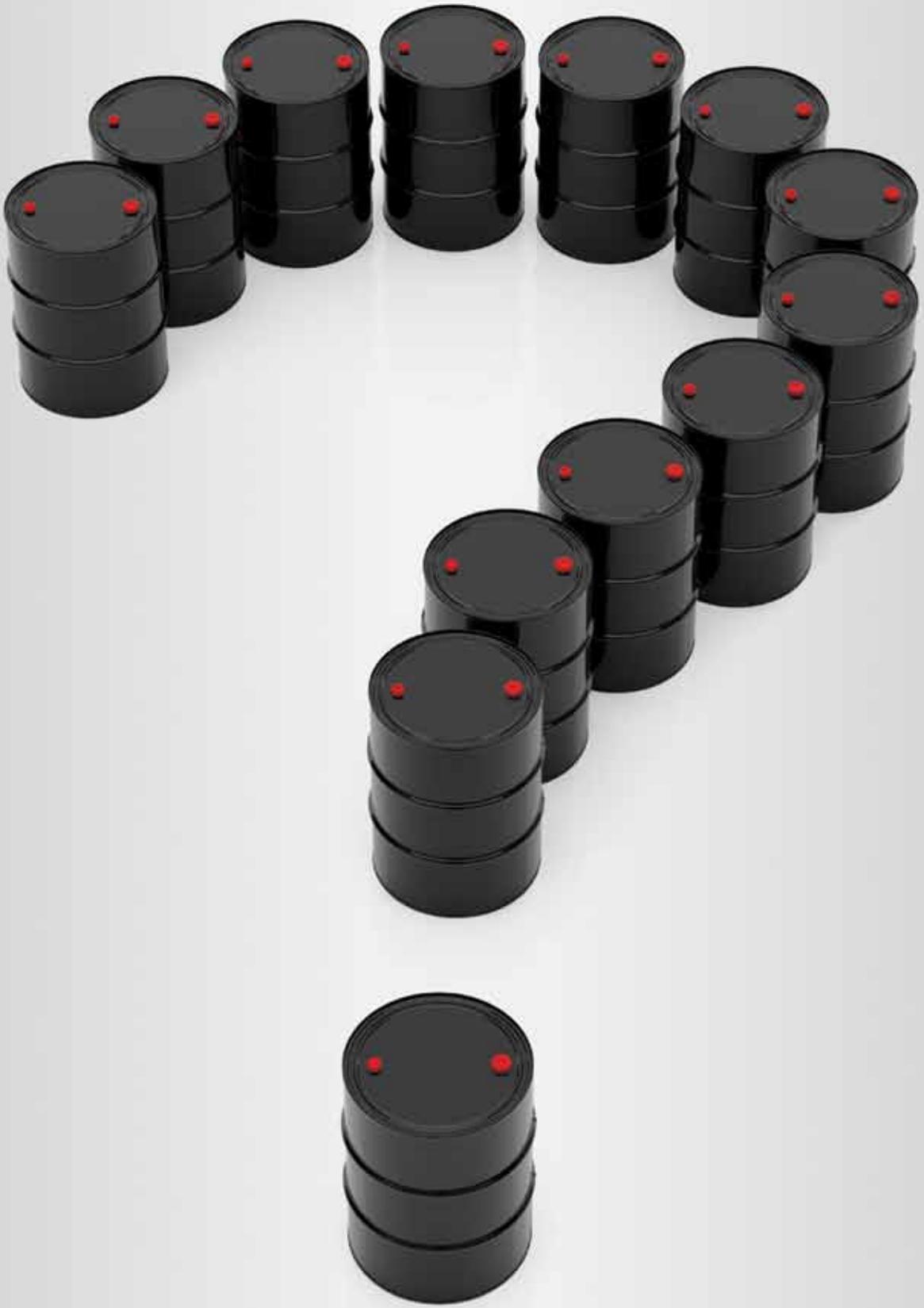
---

L'internet a profondément modifié la manière de communiquer, de diffuser, traiter et stocker l'information. C'est un outil vital pour les entreprises, les services publics, la finance et une grande partie des citoyens. Si l'utilisation des ordinateurs et d'internet ne consomme pas directement du pétrole, elle consomme néanmoins 2 % de l'électricité produite dans le monde.

### **Avec un baril à 200\$**

Les fortes hausses de consommation énergétique (habitat) mettent à mal la stabilité du réseau électrique, et les services de télécommunications sont donc régulièrement interrompus. La fabrication, la distribution et la maintenance des systèmes sont également en difficulté, tout comme les entreprises du secteur, PME ou grandes sociétés cotées en bourse.







## V. CONCLUSION

Les principales conclusions de ce rapport sont les suivantes :

- **La probabilité est très faible** de réunir l'ensemble des conditions indispensables qui permettraient **de prolonger la hausse de la production au-delà de 2020**. Sur le papier, cette situation idéale est possible si les instabilités politiques des pays producteurs s'estompent, si les investissements affluent et si la technologie dépasse toutes les barrières physiques (les contraintes environnementales, en revanche, ne pourront pas disparaître). C'est ce contexte que certains auteurs décrivent dans des publications, en concluant qu'il reste cinquante années, un siècle ou même deux siècles de pétrole à consommation constante et qu'il n'y a aucune raison de s'inquiéter. Nous pensons que ce n'est pas le cas et qu'une telle hypothèse ne devrait pas prendre autant d'importance dans les choix politiques.
- **La probabilité est très forte de voir l'offre pétrolière se réduire avant 2020** : de très nombreux facteurs sont susceptibles de conduire au déclin imminent de la production pétrolière mondiale : manque d'investissements, conflits, mouvements sociaux, catastrophes environnementales, déclin rapide des gisements actuellement productifs etc. Malgré cette forte probabilité et les conséquences potentielles d'un tel phénomène pour l'Union Européenne, ce scénario n'est pas suffisamment pris en compte dans les politiques publiques.
- **Il y a une limite physique à l'exploitation des ressources pétrolières**. Contrairement à certaines idées reçues, il n'y a pas que le prix du pétrole qui fixe les limites à l'exploitation des ressources, il y a également l'EROEI. Celui-ci doit être globalement supérieur à 10 pour permettre à une civilisation industrielle de fonctionner. L'économie mondiale, dans son fonctionnement actuel, ne pourrait donc pas être alimentée exclusivement par l'exploitation des sables bitumineux et du pétrole de schiste ou les biocarburants parce que l'énergie nette disponible pour la société serait insuffisante.
- **L'économie est soumise à la disponibilité et au prix du pétrole**. Malgré les fortes taxations, l'efficacité énergétique ou la substitution par d'autres énergies, l'économie est toujours soumise aux aléas pétroliers. En 2012, l'économie mondiale est en crise, en raison notamment du prix élevé du pétrole. Or, les deux seuls facteurs capables de faire baisser le prix sont la récession et l'Arabie Saoudite, unique pays capable d'augmenter sa production du jour au lendemain. Le pétrole reste le « système sanguin » de l'économie mondiale et il convient d'en tenir compte dans l'analyse de ses fluctuations.



1. Objectifs 2020 : augmenter de 20 % la part des énergies renouvelables, réduire de 20 % les émissions de GES, améliorer de 20 % l'efficacité énergétique.

- **L'Union Européenne est très vulnérable à un choc énergétique.** Nous avons envisagé quelques conséquences du pic pétrolier sur l'Union Européenne et nous savons qu'elles seront d'une ampleur considérable. Economie, alimentation, santé, habitat, transports ou moyens de communication, tous les secteurs absolument essentiels au bon fonctionnement d'une société humaine sont devenus directement ou indirectement dépendants du pétrole et risquent, en l'absence d'anticipation, d'être bouleversés par le croisement des courbes entre l'offre et la demande.
- **L'Union Européenne n'a quasiment plus de pétrole** et avant 2020, elle dépendra à plus de 90 % des importations. Pourtant, la prise en compte de la gravité de la situation ne semble pas évidente, à l'image du plan européen « 20-20-20<sup>1</sup> » qui donne des objectifs insuffisants pour 2020. Le plan est ambitieux étant donné la situation économique actuelle de l'Union Européenne, la forte inertie qui y règne, surtout s'il ne s'applique pas dans le cadre d'une réorganisation massive des principaux secteurs. Mais il est surtout insuffisant, car il ne remet pas en cause la dépendance de l'Union Européenne au pétrole, il ne prend pas en compte la possibilité de déclin de la production pétrolière mondiale avant 2020, ni l'ampleur de ses conséquences.

C'est un véritable défi de sobriété énergétique auquel sont confrontés les Etats membres de l'Union Européenne : faire preuve d'anticipation en acceptant la réalité des limites physiques de l'accès à l'énergie. Dans un contexte d'économie globalisée, s'engager dans un plan de transition qui serait limité aux frontières de la communauté européenne peut sembler trop complexe voire insurmontable, mais les conséquences potentielles du déni ou de la passivité seront infiniment plus coûteuses pour les peuples, la démocratie et l'environnement. A l'inverse, la mobilisation des citoyens et de tous les outils disponibles (énergie, entreprises, capitaux, matériaux, etc.) au service de la relocalisation, de la diversification, de l'innovation et de la reconversion pourrait redonner du sens à l'action collective dans le climat de crise actuel et améliorer la capacité d'adaptation et la résilience du territoire. La transition vers une société de l'après-pétrole est inéluctable, c'est pourquoi les gouvernements doivent permettre aux citoyens d'en être à l'initiative dès aujourd'hui, pour leur éviter de la subir.



## BIBLIOGRAPHIE

- Agreste. (2009). La consommation d'énergie directe des exploitations agricoles: un enjeu énergétique bien compris. Agreste Primeur (224).
- Artus, P., d'Autume, A., Chalmin, P., & Chevalier, J.-M. (2010). Les effets d'un prix du pétrole élevé et volatil. Conseil d'Analyse Economique.
- BP. (2012). BP statistical review 2012.
- Campbell, C. J., & Laherrère, J. (1998). The End of Cheap Oil. Scientific American March.
- Carr, F. M., & Beese, J. A. (2008). How raising oil prices caused home foreclosures from 2005-2008. In Proceedings of the Allied Academies (Vol. 15, pp. 70-73).
- Chevallier, J. (2010). Spéculation et marchés dérivés du pétrole : éléments d'analyse économique et statistique. Université Paris Dauphine.
- Cochet, Y. (2005). Pétrole Apocalypse. Fayard.
- Durand, B. (2009). La crise pétrolière, analyse des mesures d'urgence. EDP Sciences.
- European Commission. (2011). Flightpath 2050, Europe's vision for aviation.
- Frumkin, H., Hess, J., & Vindigni, S. (2009). Energy and Public Health : The Challenge of Peak Petroleum. Public Health Reports , 124, 5-19.
- Guilford, M. C., Hall, C. A., O'Connor, P., & Cleveland, C. J. (2011, Octobre 14). A New Long Term Assessment of Energy Return on Investment (EROI) for U.S. Oil and Gas Discovery and Production. Sustainability , 3 (10), pp. 1866-1887.
- Hall, C. A., & Day Jr., J. W. (2009, Mai-Juin). Revisiting the Limits to Growth after peak oil. American Scientist , 97, pp. 230-237.
- Hall, C. A., Balogh, S., & Murphy, D. J. (2009, Janvier). What is the Minimum EROI that a Sustainable society must have ? Energies , 2, pp. 25-47.
- Hamilton, J. D. (2009). Causes and consequences of the Oil Shock of 2007-2008. In Brookings, Brookings papers on economic activity (pp. 215-283).
- Hamilton, J. D. (2008). Understanding crude oil prices. University of California, San Diego.
- IEA. (2012). Iraq energy outlook.
- IMF. (2011). oil scarcity, growth, and global imbalances.
- In I. M. Fund, World economic outlook: tensions the two-speed recovery (pp. 89-124).
- INSEE. (2012). L'agriculture en 2011 - Rapport sur les comptes.
- IPD Latin America. (2012, Mai). Venezuela, the Faja and Elections. La Jolla, Californie.
- Jancovici, J.-M. (2010, août). Le prix du pétrole gouverne-t-il l'économie ? Consulté le Juillet 16, 2012, sur www.manicore.com: [http://www.manicore.com/documentation/petrole/petrole\\_economie.html](http://www.manicore.com/documentation/petrole/petrole_economie.html)
- Lifan, L. (2012, Mai 15). Friction and reconciliation: the path of contemporary Sino-Russia energy cooperation. Russian Analytical Digest (113), pp. 14-16.
- Lindholt, L., & Glomsrod, S. (2011). The role of the Arctic in future petroleum supply. Statistic Norway, Research Department.
- MBA. (2006). Energy prices and delinquency rates.
- Norwegian Ministry of Petroleum and Energy. (2011). An industry for the future Norway's petroleum activities.
- Peersman, G., & Van Robays, I. (2009). Oil and the Euro Area Economy. European Commission.
- Pimentel, D., & Patzek, T. W. (2005, Mars). Ethanol production using corn, switchgrass, and wood; Biodiesel production using soybean and sunflower. Natural resources research , 14 (1), pp. 65-76.
- Spencer, T., Chancel, L., & Guérin, E. (2012). Exiting the crisis in the right direction : A sustainable and shared prosperity plan for Europe. SciencesPo.
- Union Pétrolière. (2005). Pétrole : formation des prix sur le marché pétrolier. Dans Le monde du Pétrole.
- Williams, J. L. (2011). Oil Price History and Analysis. Retrieved Juillet 2012, from WTRG Economics: <http://www.wtrg.com/prices.htm>



## LISTE DES ILLUSTRATIONS

Figure 1:	Schéma structurel de l'étude	8
Figure 2:	Classification schématique des réserves	12
Figure 3:	Evolution des réserves prouvées mondiales 1980 - 2012 (Données : BP 2012)	12
Figure 4:	Réserves pétrolières mondiales restantes d'après les sources politiques, financières et techniques (Source : Jean Laherrère)	13
Figure 5:	Futur de la production mondiale de pétrole, Ratio R/P 2012 (Données BP 2012)	14
Figure 6:	Modélisation de Hubbert appliquée à la production pétrolière américaine, pour 150 Gb et 200 Gb de réserves ultimes	14
Figure 7:	Evolution de la production pétrolière mondiale en fonction du scénario de référence de l'AIE et des réserves ultimes	15
Figure 8:	Impact des événements géopolitiques sur la production mondiale	16
Figure 9:	Projection 2020 : production mondiale tous liquides (scénario central)	18
Figure 10:	ERoEI par type d'énergie, adapté de (Hall & Day Jr., 2009)	20
Figure 11:	Evolution de l'énergie nette en fonction de l'ERoEI	21
Figure 12:	Evolution de la production de shale gas aux Etats-Unis (Source : EIA)	24
Figure 13:	Taux de déclin de la production de gaz naturel aux Etats-Unis - axe des ordonnées en Bcf/j (Source: ARC Financial Research)	25
Figure 14:	Cours du baril de pétrole 1865 - 2011	27
Figure 15:	Production tous liquides monde et OPEP et prix du baril 2004-2008	28
Figure 16:	Hausse des demandes pétrolières chinoise et indienne (Données : BP 2012)	29
Figure 17:	Evolution du nombre de positions ouvertes et du prix du baril entre 1995 et 2012 (Williams, 2011)	30
Figure 18:	Baisse des investissements avec la baisse des prix du pétrole (source : leblogfinance.fr)	34
Figure 19:	Répartition de la consommation pétrolière des pays de l'UE27 en Mb/j (Données : Eurostat)	37
Figure 20:	Evolution de l'intensité énergétique des 9 premières économies de l'UE (Données : Eurostat 2012)	38
Figure 21:	Production (hors biocarburants) et consommation pétrolières de l'UE27 (Données : BP 2012)	39



Figure 22: Situation européenne par rapport à la rentabilité d'une filière GTL. (Graphique adapté de OGJ)	40
Figure 23: Evolution des importations annuelles de pétrole brut en UE27 pour les principaux fournisseurs	41
Figure 24: Origine des importations pétrolières en 2010 pour les cinq premiers consommateurs de l'UE	42
Figure 25: Perspectives de production pétrolière de la Russie (en millions de tonnes par an)	42
Figure 26: Prévisions de production pétrolière pour la Norvège (Source : Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, 2011)	43
Figure 27: Circuits des approvisionnements pétroliers de l'UE27 (Source : Observatoire Méditerranéen de l'Energie)	45
Figure 28: Détroit d'Ormuz, de Bab el Mandeb et canal de Suez (Image GoogleEarth©)	46
Figure 29: Détroits des Dardanelles et du Bosphore (Image GoogleEarth©)	47
Figure 30: Corrélation entre le prix des produits agricoles pour l'UE27 et le prix du baril (Données : Eurostat)	49
Figure 31: part modale du transport de passagers en UE27, en 2009 (Source : Commission Européenne)	53

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Elasticité-prix de la demande pétrolière (IMF, 2011)	31
Tableau 2: Répartition de la consommation finale de pétrole dans l'UE27 (Données : Eurostat 2012)	37
Tableau 3: Réserves prouvées de l'UE27 pour 2011 et 2012 (Données : EIA 2012)	39
Tableau 4: Réserves européennes techniquement récupérables de gaz de schiste (Source : EIA, 2011)	40
Tableau 5: Part des charges variables dont le coût est lié au prix du pétrole, en 2010 (Données : Commission européenne)	49



## LEXIQUE

**VOCABULAIRE TECHNIQUE**

FRANÇAIS	ENGLISH	DEFINITION
Bio/agrocarburant	Biofuel	Carburant liquide issu d'une transformation de la biomasse.
	Coal, Gas & Biomass To Liquid	Carburant liquide issu d'une transformation thermo-chimique du charbon, du gaz naturel ou de la biomasse.
Condensat	Condensate	Hydrocarbure très léger, à l'état gazeux dans le sous-sol mais qui se condense en tête de puits.
Déplétion	Depletion	Part des réserves ultimes récupérables ayant déjà été produite
Pétrole & Gaz de schiste	Shale oil & gas	Gaz piégé dans la roche mère, un milieu non poreux et imperméable
Pétrole & gaz en roche compacte	Tight oil & gas	Gaz contenus dans de très mauvais réservoirs compacts
Gaz de charbon, gaz de houille	Coal Bed Methane, CBM	Gaz produit à partir de couches de charbon qui sont trop profondes, ou de mauvaise qualité pour être exploitées avec des techniques minières
Gaz naturel	Natural gas	Méthane trouvé naturellement dans des roches réservoirs.
Gisement, champ	Field	Zone formant un réservoir de pétrole simple ou multiple faisant partie d'une même structure géologique
Hydrocarbure	Hydrocarbon	Molécule organique constituée d'atomes de carbone et d'hydrogène
Pétrole brut	Crude oil	Hydrocarbure naturellement liquide et stocké dans des réservoirs naturels souterrains
Pétrole conventionnel	Conventional oil	Dans cette étude, le pétrole conventionnel exclut les pétroles extra-lourds, le pétrole offshore profond et ultra profond, le pétrole en roche compacte et pétrole de schiste
Pétrole lourd	Heavy oil	Pétrole dense dont l'indice de gravité est compris entre 10°API et 20°API
Pétrole extra-lourd	Extra-heavy oil	Pétrole très dense dont l'indice de gravité est inférieur à 10°API
Hydrate de méthane	Gas hydrate	Mélange d'eau et de méthane piégé au fond des océans ou dans le pergélisol qui, sous certaines conditions de pression et de température, cristallise pour former un solide.
Kérogène	Kerogen	Matière organique insuffisamment chauffée pour être transformée en pétrole
Schiste bitumineux	Oil shale	Roche sédimentaire contenant de la matière organique immature (kérogène)



Sables bitumeux	Oil sands, tar sands	Sable contenant du pétrole extra-lourd ou du bitume
Taux de déclin	Decline rate	Taux annuel auquel la production d'un puits pétrolier, d'un champ ou d'une région décline après le passage du pic de production
Tous liquides	All-liquids	Terme générique incluant tous les hydrocarbures et carburants liquides (pétrole brut conventionnel et non conventionnel, condensats, liquides de gaz naturel, CTL, GTL, BTL et biocarburants)

### ABREVIATIONS

AIE	IEA	Agence Internationale de l'Énergie (International Energy Agency)
BP		British Petroleum (compagnie pétrolière)
	BTL, GTL, CTL	Biomass to Liquid, Gas to Liquid, Coal to Liquid
	EIA	Energy Information Administration
	EOR	Enhanced Oil Recovery
	ERoEI	Energy Return on Energy Invested (Énergie récupérée sur énergie investie)
	ERR	Economically Recoverable Resources (Ressources économiquement récupérables)
	OGJ	Oil & Gas Journal
OPEP	OPEC	Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (Organisation of the Petroleum Exporting Countries)
PIB	GDP	Produit Intérieur Brut (Gross domestic product)
R/P		Réserves sur Production
	TRR	Technically Recoverable Resources (Ressources techniquement récupérables)
	URR	Ultimate Recoverable Resources (Ressources ultimes récupérables)

### UNITES

\$, M\$, Md\$	dollar, million de dollars, milliard de dollars
€, M €, Md €	euro, million d'euros, milliards d'euros
b, kb, Mb, Gb	baril, millier de barils, million de barils, milliard de barils
b/j, kb/j, Mb/j	baril par jour, millier de barils par jour, million de barils par jour
Wh, kWh	Watt.heure, kiloWatt.heure
Bcf, Tcf	billion cubic feets, trillion cubic feets
Bcm, Tcm	billion cubic meters, trillion cubic meters
t, Mt	tonne, million de tonnes
°API	degré API, unité de mesure de la densité du pétrole
tep, ktep, Mtep	tonne, millier de tonnes et million de tonnes équivalent pétrole



### **Biographie** - Benoît Thévard *auteur de l'étude*

Benoît Thévard est ingénieur indépendant dans le domaine de l'énergie. Après plusieurs années passées dans l'industrie aéronautique, la prise de conscience des enjeux énergétiques l'ont conduit à reprendre les études en 2006. Après avoir réalisé deux analyses énergétiques territoriales sur l'île de la Réunion et au Québec, il a travaillé dans le domaine du solaire photovoltaïque, tout en menant des activités de recherche et des conférences sur le thème du pic pétrolier et de la résilience territoriale.

Depuis 2010 et la création de son blog de sensibilisation ([www.avenir-sans-petrole.org](http://www.avenir-sans-petrole.org)), il a réalisé une centaine de conférences en France. Il est intervenu lors d'un colloque à l'Assemblée Nationale française, dans des grandes écoles (Science Po' Paris, École Normale Supérieure), pour des collectivités locales, associations ou initiatives citoyennes.

Il est à l'initiative d'une tribune signée par de nombreux experts et destinée à interpeler les candidats à l'élection présidentielle française de 2012 sur la question du pic pétrolier. Il est membre de l'Institut Momentum, d'une initiative locale du mouvement « Villes en transition », de l'association Virage Energie Centre et il co-écrit un ouvrage sur l'opportunité que représente l'amélioration de la résilience locale dans la perspective des différentes crises actuelles et futures.



## Biographie - Yves Cochet

Ce rapport a été commandé par Yves Cochet, député écologiste au Parlement européen.

Président de l'UNEF-Sciences à la faculté des sciences de Rennes en 1968, il devient enseignant-chercheur à l'Institut National des Sciences Appliquées (INSA) de Rennes en 1969 et soutient sa thèse de mathématiques en juin 1971.

Pendant les années soixante-dix, il participe aux luttes antinucléaires en Bretagne et adhère à deux associations environnementalistes bretonnes (Bretagne Vivante, Eaux et Rivières de Bretagne).

Adhérent des Amis de la Terre dès 1973, Yves Cochet fonde le groupe Amis de la Terre de Rennes en 1977. En 1980-81, il participe à la campagne nationale des écologistes pour les présidentielles. Il est la cheville ouvrière des négociations qui aboutissent à la création des Verts, à Clichy, en janvier 1984. Il a été porte-parole des Verts durant de nombreuses années.

En mars 1989, Yves Cochet est élu conseiller municipal de Rennes, puis député européen en juin 1989.

Le 1er juin 1997, il est élu député du Val d'Oise, puis devient Vice-Président de l'Assemblée nationale.

Le 12 juillet 2001, il devient Ministre de l'Aménagement du Territoire et de l'Environnement dans le gouvernement de Lionel Jospin. Yves Cochet a participé aussi aux grands rendez-vous internationaux de la gouvernance environnementale et du développement durable (conférences climatiques de Bonn et de Marrakech, G8 Environnement de Banff au Canada, conférence biodiversité de la Haye, Sommet de la Terre à Johannesburg en 2002, Copenhague en 2009).

Le 16 juin 2002, il est élu député de Paris, réélu en 2007.

En décembre 2011, il devient à nouveau député européen. Il est membre des commissions Environnement et Industrie/Recherche.

Il a écrit de nombreux livres sur l'écologie et le Pic pétrolier, tels que « Sauver la terre » (avec Agnès Sinaï, Fayard 2003) « Pétrole apocalypse » (Fayard 2005), ou « Antimanuel d'Ecologie » (Bréal, 2009) et « Où va le Monde? » (ouvrage collectif, Mille et une Nuits, 2012).







**Les Verts | ALE**  
au Parlement européen

# L'Europe face au pic pétrolier

L'Union Européenne est face à l'un des plus grands défis de son histoire : préparer la société à l'après-pétrole.

Le pétrole a permis à l'Europe de devenir l'une des économies les plus riches de la planète. Elle est le deuxième consommateur mondial de pétrole. Or, sa production pétrolière a chuté de moitié depuis 1999. Elle ne représente plus que 13 % de ses besoins. Bientôt, l'Union Européenne importera la totalité de sa consommation de pétrole. Plus généralement, depuis les années 1980, le monde consomme plus de pétrole qu'il n'en découvre.

L'évaluation des réserves mondiales de pétrole est forcément imprécise en raison du nombre d'opérateurs, de la confidentialité de certaines données et de la complexité technique des évaluations.

Quelles sont les perspectives énergétiques pour l'Europe ? L'économie souffre déjà d'un prix élevé du pétrole, qu'en sera-t-il dans les mois et les années qui viennent, lorsque l'Europe sera soumise à des prix encore plus élevés, voire à des ruptures d'approvisionnement ? Comment les gouvernements européens pourront-ils repenser l'accès aux biens et services les plus essentiels pour les citoyens ?

*Cette étude a été commandée par le Groupe des Verts/ALE au Parlement [www.greens-efa.eu](http://www.greens-efa.eu)*

*[www.greennewdeal.eu](http://www.greennewdeal.eu)*

*Contact : [yves.cochet@europarl.europa.eu](mailto:yves.cochet@europarl.europa.eu)*