

## LE « PIC DE PÉTROLE »

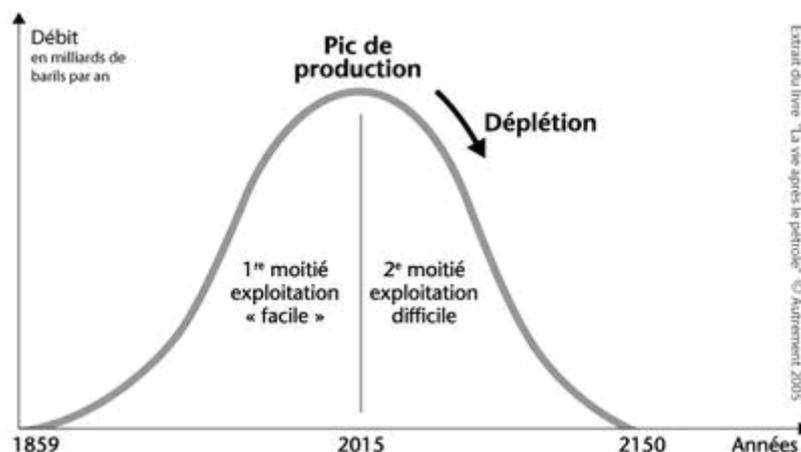
### 1.1 INTRODUCTION

Cette partie tente de répondre à deux objectifs : faire le tour de la littérature sur le « pic de pétrole » et en tirer des conclusions solides. Ces objectifs constituent tous deux des missions impossibles, le premier à cause de l'abondance des sources disponibles et de l'impossibilité de se faire une opinion sur la validité de beaucoup d'entre elles, le second parce que même les sources les plus certaines ne sont pas unanimes. Les conclusions correspondent donc au plus petit commun dénominateur de quelques-unes des sources les plus incontestables. En tout état de cause, cela suffit pour confirmer les hypothèses de renchérissement du pétrole et pour affirmer l'utilité de prévoir des mesures d'aménagement du territoire et d'urbanisme qui diminueront (ou du moins n'augmenteront pas) notre dépendance au pétrole.

### 1.2 PRECISIONS ET IMPRECISIONS

#### 1.2.1 « Pic de pétrole »

A l'origine, l'expression « pic de pétrole » ou « pic pétrolier » faisait référence aux travaux d'un géophysicien américain, M. K. Hubbert, qui avait annoncé que la production de pétrole aux Etats-Unis prendrait la forme d'une courbe en cloche, ce qui fut effectivement le cas. Aujourd'hui l'expression est utilisée pour représenter l'évolution supposée de la production mondiale de pétrole, ou uniquement de pétrole conventionnel, selon les cas. Mais dans le langage courant elle a plutôt pris un sens métaphorique et désigne la raréfaction de la ressource pétrolière. On confond même parfois « pic de pétrole » et « fin du pétrole ». Nous éviterons donc ici l'usage de cette expression.



Bien que les débats entre « optimistes » et « pessimistes » concernant la disponibilité future de la ressource pétrolière ne soient pas résolus, un consensus semble apparaître autour de la notion de « plateau ondulé » (et non de pic) pour représenter la production maximale de pétrole conventionnel. Certains font observer que depuis 2004, cette production reste globalement autour de 85 millions de barils par jour (mb/j). Il n'y a pas de consensus sur la date de fin de ce plateau et de début de la déplétion.

### 1.2.2 Réserves et découvertes

Il existe un flou considérable autour de l'évaluation des réserves, même si on se limite au pétrole conventionnel. Trois types de réserves sont généralement distinguées :

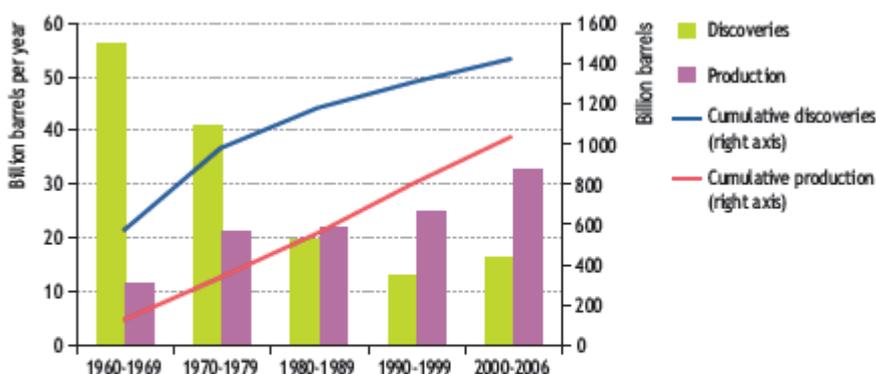
- les réserves « prouvées » (1P) sont celles dont la probabilité de récupération est d'au moins 90 % ;
- les réserves « prouvées et probables » (2P) : probabilité de 50 % ;
- les réserves « prouvées, probables et possibles » (3P) : au moins 10 %.

Il n'est pas toujours possible de savoir à quel type de réserves font référence les producteurs lorsqu'ils donnent une évaluation de leurs réserves. Il peut s'agir des réserves 1P ou 2P, voire une typologie propre. De plus, ces déclarations semblent répondre autant à des impératifs de marché, voire à des positionnements politiques, qu'à des estimations réelles. C'est ainsi par exemple qu'à la fin des années 80 la décision de l'OPEP de mettre en place des quotas de production proportionnels aux réserves de chacun des pays partenaires a été suivie d'une augmentation subite de ces réserves, manipulation qui n'a jamais été corrigée par la suite. Autre exemple, Shell a reconnu en 2004 avoir « gonflé » ses réserves de 20 % pour faire meilleure figure auprès de ses actionnaires <sup>1</sup>.

Les informations disponibles sont donc entachées d'une telle incertitude que toute prévision fiable concernant la disponibilité des ressources paraît impossible.

Malgré l'imprécision de ces informations, on peut estimer que depuis 1980 le pétrole produit annuellement n'est pas remplacé par de nouvelles découvertes, ce qui signifie qu'on va vers sa raréfaction <sup>2</sup>.

Figure 9.4 • Oil discoveries\* and production, 1960-2006



\* Additions to proven reserves from new fields.  
Sources: IHS and IEA databases.

Une incertitude supplémentaire intervient dans l'estimation des réserves dans la mesure où des techniques avancées de récupération, comme l'injection de CO<sub>2</sub>, permettent de relancer la production de gisements en fin d'exploitation. Ces techniques sont toutefois coûteuses et leur rendement est encore hypothétique.

<sup>1</sup> SERENI, p. 2.

<sup>2</sup> La situation est différente pour le gaz naturel, pour lequel les volumes des découvertes, bien qu'en diminution, continuent à dépasser la production (WEO 2008, résumé, p. 10).

### 1.2.3 Pétroles conventionnels et non-conventionnels

Une autre source de difficulté dans l'évaluation des ressources pétrolières est leur multiplicité : à côté du pétrole conventionnel, c'est-à-dire le pétrole liquide extrait d'un puits, qui constitue jusqu'à présent la forme quasi-unique de pétrole produite, on trouve les sables bitumineux, les huiles extra-lourdes et les schistes bitumineux, qui existent en très grande quantité mais sont beaucoup plus difficiles à exploiter que le conventionnel. Vu son coût, leur production est encore expérimentale. Elle nécessite parfois autant d'énergie que n'en procure le pétrole qu'elle permet d'extraire, et son impact environnemental est très élevé.

Il faut mentionner également les pétroles sous-marins (offshore profond et super-profond) et arctiques, dont les difficultés et les coûts d'exploitation sont aussi très importants.

### 1.2.4 Stratégies des acteurs

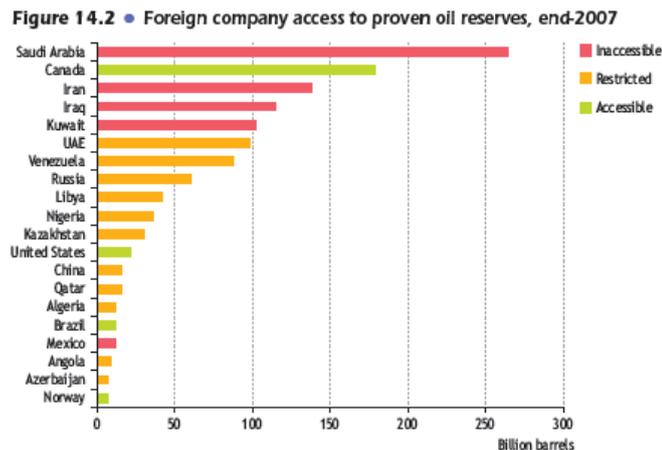
A côté de la difficulté d'estimer des réserves et d'évaluer leur probabilité de mise en œuvre, le comportement des producteurs constitue une autre source d'incertitude. De manière schématique, on peut dire que deux logiques de production coexistent : celle des compagnies nationales (NOCs), dont principalement les pays de l'OPEP, et celle des compagnies internationales (IOCs) dont les plus connues sont les cinq majors : Shell, Exxon/Mobil, BP, Chevron/Texaco et Total. Si les secondes, poussées par leurs actionnaires, visent à maximiser rapidement leur production et leurs gains, les NOCs ont avant tout des objectifs nationaux (approvisionnement local et financement des projets gouvernementaux). Une fois ces objectifs atteints, elles pourraient préférer garder leur pétrole en réserve<sup>3</sup>.

Or les NOCs et en particulier l'OPEP représentent une part croissante de la production (plus de 40 % actuellement, plus de 50 % en 2030) et possèdent les trois quarts des réserves mondiales<sup>4</sup>. Elles offrent en outre un pétrole facile à extraire et à transformer. A l'inverse, les champs pétroliers accessibles aux IOCs s'épuisent malgré des investissements et un savoir-faire généralement supérieurs. Quant aux alternatives non conventionnelles, comme les sables bitumineux canadiens, elles ne sont pas encore opérationnelles et s'annoncent fort coûteuses. La dépendance des principaux pays consommateurs de pétrole, notamment ceux de l'OCDE, face aux NOCs et à l'OPEP ne peut donc que croître, ce qui explique probablement en partie les tensions économiques et géopolitiques de ces dernières années.

---

<sup>3</sup> On peut se demander si les caractéristiques particulières des NOCs ne risquent pas de perturber l'équilibre économique tel que décrit par la théorie de l'offre et de la demande. En effet, si l'objectif des NOCs n'est pas de réaliser un profit maximal mais simplement de faire rentrer l'argent nécessaire au financement des projets gouvernementaux, et pour le reste de conserver pour le futur leur ressource non renouvelable, cela signifie logiquement que leur offre pourrait évoluer de manière inversement proportionnelle au prix, à contre-courant donc de la règle classique de formation du prix d'équilibre. Du côté des IOCs également le prix augmente et l'offre diminue, mais pour des raisons exogènes, géologiques et techniques, liées au pic pétrolier « hors OPEP ». Quant à la demande, elle est actuellement en augmentation de 1 à 2 % par an en raison du développement des transports au niveau mondial. Dans ces conditions, le prix maximum du pétrole pourrait se situer juste en-dessous du seuil au-delà duquel les acheteurs se tournent vers des alternatives (ou vers rien) de manière assez massive pour menacer le financement des objectifs gouvernementaux des NOCs. Cette situation apparaît comme particulièrement instable si l'on prend en compte le fait que les NOCs et les IOCs occupent actuellement une part relativement égale du marché et que les premiers tendent progressivement à devenir majoritaires. Elle s'apparente à une situation de monopole, les IOCs ne pouvant pas « suivre » si le prix descend.

<sup>4</sup> GREGOIRE-BLAIS M., *Compagnies internationales de pétrole : illusion de puissance ?*



Pour réduire cette dépendance, l'OCDE met en place trois stratégies complémentaires.

- Encourager les investissements dans le non-conventionnel. Toutefois les capitaux disponibles sont accaparés par le maintien de la production actuelle en raison de « *l'envolée des coûts et [de] la nécessité de faire face à l'accélération des taux de déclin – en particulier dans les régions hors OPEP où les coûts de production sont plus élevés* »<sup>5</sup>. De plus la crise économique a réduit fortement cette perspective : « *les investissements dans le secteur énergétique se sont effondrés [entre 2008 et 2009] dans le monde entier face au durcissement des conditions de financement, au fléchissement de la demande finale d'énergie et à la baisse des flux de trésorerie* »<sup>6</sup>.
- Proposer des partenariats entre NOCs et IOCs. « *Les compagnies nationales contrôlent la majeure partie des réserves restantes dans le monde, mais certaines manquent de moyens technologiques ou de personnel qualifié pour accomplir bon nombre de tâches autres que l'entretien courant des équipements productifs existants ; les compagnies internationales sont, de leur côté, limitées dans leurs opportunités, mais disposent des compétences en gestion et des technologies requises pour aider les compagnies nationales à exploiter leurs réserves* »<sup>7</sup>.
- Diminuer la consommation grâce aux politiques de réduction des émissions de GES. Certes cette stratégie répond en premier lieu à des objectifs plus « nobles », mais elle peut aussi être calibrée pour assurer une baisse de la demande et une plus grande autonomie énergétique. Elle a en outre l'avantage de reporter le plus gros des investissements sur le secteur privé (les ménages). Les scénarios « climatiques » proposés dans cet esprit par l'OCDE sont détaillés plus loin.

### 1.2.5 Incertitudes

La disponibilité de la ressource pétrolière dépend donc à la fois :

- de données géologiques : l'existence des gisements et leur accessibilité, la qualité des pétroles disponibles ;
- de données techniques pour l'extraction, la récupération, le transport et le raffinage ;

<sup>5</sup> WEO 2008, résumé, p. 3.

<sup>6</sup> WEO 2009, résumé, p. 5.

<sup>7</sup> WEO 2008, résumé, p. 13.

- de données économiques dans la mesure où le prix de vente espéré influence la hauteur des investissements, justifie les coûts d'exploitation et fait apparaître des alternatives ;
- de données politiques : les politiques climatiques, par exemple, peuvent constituer un frein à la consommation et à la production et donc ralentir l'épuisement de la ressource ;
- de données géopolitiques : positionnement des grandes régions du monde et notamment des blocs OPEP / hors OPEP.

### 1.3 LES SCENARIOS DE L'IEA

L'Agence internationale de l'énergie ([www.iea.org](http://www.iea.org)) est un organe autonome institué en 1974 dans le cadre de l'OCDE afin de mettre en œuvre un programme international de coopération dans le domaine de l'énergie. Elle réunit 28 pays, dont la Belgique. La Commission européenne participe également à ses travaux. L'IEA publie annuellement un World Energy Outlook (WEO) qui fait référence bien qu'il soit considéré comme trop optimiste par certains <sup>8</sup>.

#### 1.3.1 Ressources pétrolières et coûts de production

Selon l'IEA, les ressources ultimes récupérables de pétrole conventionnel, qui comprennent les réserves prouvées et probables des champs découverts, les accroissements de réserves et le pétrole restant à découvrir sont estimées à 3500 milliards de barils. Un tiers de ce total, soit 1100 milliards de barils, a été extrait à ce jour. Les ressources non encore découvertes représentent un tiers du pétrole récupérable restant <sup>9</sup>.

Les ressources en pétrole non conventionnel, pratiquement inexploitées jusqu'ici, sont très abondantes. Entre 1000 et 2000 milliards de barils de sables bitumineux et de pétrole extra-lourd pourraient être récupérables, à terme, dans de bonnes conditions économiques. Au total, les ressources pétrolières potentiellement récupérables à long terme, compte tenu des huiles extra-lourdes, des sables bitumineux et des schistes bitumineux se chiffrent à quelque 6500 milliards de barils selon l'AIE <sup>10</sup>. Si on y ajoute les carburants liquides à base de charbon et de gaz, le potentiel avoisine les 9000 milliards de barils.

Toutefois, l'une des plus grandes incertitudes concerne le rythme auquel la production dans les gisements pétroliers en exploitation diminuerait avec leur maturité. La moyenne des déclinés observés dans tous les gisements après leur pic géologique se situe aux alentours de 5 %. Sans les investissements concédés pour relancer la production des champs matures, ce déclin serait de 9 %.

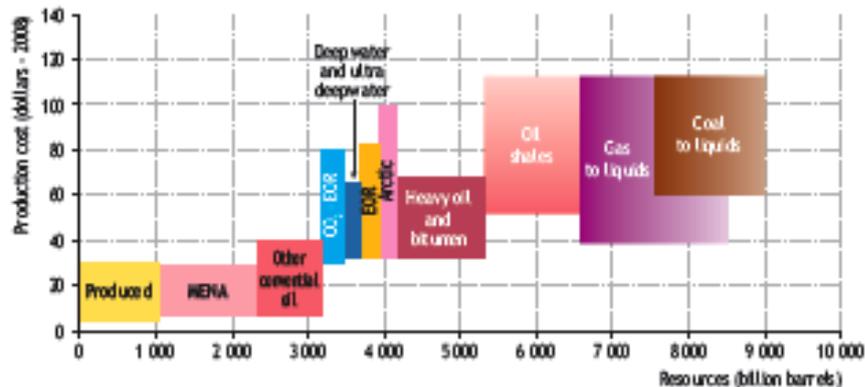
---

<sup>8</sup> Notamment par l'ASPO, association pour l'étude des pics de pétrole et de gaz (voir <http://www.peakoil.net> au niveau international et [www.aspo.be](http://www.aspo.be) au niveau belge).

<sup>9</sup> WEO 2008, résumé, p. 9.

<sup>10</sup> WEO 2008, p. 117.

Figure 9.10 ■ Long-term oil-supply cost curve

**De gauche à droite :**

- pétrole déjà produit
- Moyen-Orient et Afrique du Nord
- autre pétrole conventionnel
- technique d'extraction avancée par le CO<sub>2</sub>
- offshore profond et super-profond
- autres techniques d'extraction avancées
- arctique
- huiles extra-lourdes et sables bitumineux
- schistes bitumineux
- liquides de gaz naturel
- charbon liquéfié

- Le coût de production du pétrole conventionnel va de 10 à 40 \$ par baril. Il faut toutefois compter de 30 à 80 \$ pour la mise en œuvre des techniques de récupération avancées.
- L'exploitation des sables bitumineux nécessite quant à elle de 30 à 70 \$ par baril.
- La mise en exploitation des schistes bitumineux, dont le coût est actuellement estimé entre 50 et 100 \$, n'est pas attendue avant 2030 en raison des nombreuses incertitudes qui subsistent à son propos <sup>11</sup>.
- Quant au GTL et au charbon liquide, leur production coûterait 40 à 120 \$, mais leur prise en compte comme substitut du pétrole se ferait en concurrence avec d'autres usages de la ressource, énergétiques ou non.

Globalement, on peut donc dire que le coût minimum de production des alternatives au pétrole conventionnel est plus élevé que le coût maximum de production de ce dernier.

Par ailleurs, fin 2008, les réserves prouvées de gaz naturel représentaient environ 60 années de production actuelle, mais les ressources récupérables à long terme étaient estimées à cinq fois plus. Les ressources en gaz non conventionnel (situées notamment voire principalement en Amérique du Nord) représentaient 45 % de ce total.

### 1.3.2 Le scénario de référence

Les éditions 2008 et 2009 du WEO donnent un scénario de référence pratiquement identique à l'horizon 2030. La demande mondiale de pétrole (hors biocarburants) s'accroît de 1 % par an en moyenne, passant de 85 millions de barils par jour (mb/j) à 105 mb/j. Pendant cette période, la demande globale en énergie primaire connaît en réalité une croissance plus forte (+1,6 %) et la part du pétrole passe de 34 % à 30 %.

L'augmentation de la demande en pétrole provient en totalité des pays non membres de l'OCDE, principalement la Chine et l'Inde. Elle s'explique à 97 % par le secteur des transports. La demande de pétrole des pays de l'OCDE connaît une légère baisse essentiellement due à la diminution de la demande pour les usages autres que les transports.

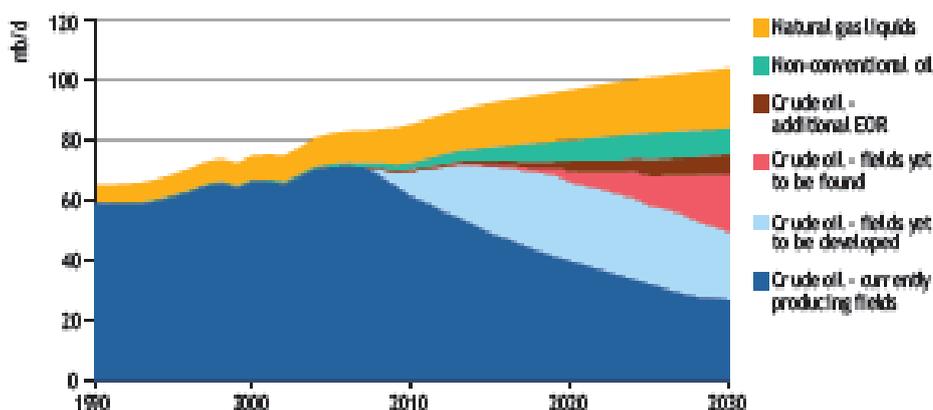
<sup>11</sup> WEO 2008, p. 118.

Parallèlement, la consommation de gaz naturel et de charbon augmente pour répondre à la demande en électricité, tandis que la part de l'énergie nucléaire recule au contraire légèrement (à politiques inchangées). Les énergies renouvelables augmentent rapidement.

Les projections du WEO 2009 reposent sur une hypothèse de prix moyen du pétrole brut de 100 \$ le baril en 2020 et 115 \$ en 2030 (en dollars de 2008).

« La production de pétrole brut conventionnel, considérée isolément, n'augmente que modérément entre 2007 et 2030 – de 5 mb/j – car les baisses de production dans les gisements existants neutralisent pratiquement l'accroissement de capacité découlant de la mise en exploitation de nouveaux gisements. La majorité de l'augmentation nette de la production totale de pétrole est imputable aux LGN <sup>12</sup> (...) ainsi qu'aux technologies liées aux ressources non conventionnelles, notamment les sables bitumineux canadiens » <sup>13</sup>.

Figure 11.1 ■ World oil production by source in the Reference Scenario



250

World Energy Outlook 2008 - OIL AND GAS PRODUCTION PROSPECTS

© OECD/IEA, 2008

Dans ce scénario, la part de production de l'OPEP passerait de 44 % en 2007 à 51 % en 2030. « Les réserves de ces pays sont, en principe, d'une ampleur suffisante (et leurs coûts de développement suffisamment bas) pour que leur production augmente encore plus rapidement. Néanmoins, plusieurs facteurs pèseront sur leurs investissements, par exemple la géopolitique ou l'adoption de politiques prudentes tenant compte de l'approvisionnement des réserves » <sup>14</sup>.

A plus court terme, l'IEA signale en 2008 un risque important de sous-investissement susceptible de provoquer une pénurie de pétrole d'ici 2015.

Par ailleurs les perspectives pour le gaz naturel et non-conventionnel font au contraire état d'un risque de surproduction qui pourrait faire baisser le prix du gaz en Europe pour autant que l'indexation de ce prix sur celui du pétrole soit abandonnée ou réajustée.

<sup>12</sup> Liquides de gaz naturel, principalement les condensats.

<sup>13</sup> WEO 2008, résumé, pp. 7 et 8.

<sup>14</sup> WEO 2008, résumé, p. 8.

### 1.3.3 Les scénarios « climatiques »

Le WEO 2008 envisage, également à l'horizon 2030, deux scénarios de politique climatique correspondant à la stabilisation à long terme de la concentration des GES à 550 et à 450 parties par millions (ppm) d'équivalents CO<sub>2</sub>, aboutissant respectivement à une hausse de 3°C ou de 2°C de la température mondiale.

Le bouquet énergétique dans le scénario « 550 » est radicalement différent de celui du scénario de référence : la demande de pétrole en 2030 est de 98 mb/j, soit presque 9 mb/j de moins. Elle est compensée par les énergies renouvelables et le nucléaire. Plus de la moitié du pétrole économisé l'est dans le secteur des transports. En 2030, le prix du pétrole est proche de 100 \$ par baril au lieu de 115 \$ (en dollars de 2007) sous l'effet de la baisse de la demande.

Le scénario « 450 » table sur une action beaucoup plus énergique (réduction plus drastique des émissions de GES) et plus généralisée (participation à un système international de plafonnement et d'échanges plus large que dans le scénario « 550 »). Le WEO 2008 s'interroge sur sa faisabilité tant politique que technique, alors que le WEO 2009 le considère comme « *un objectif qui emporte progressivement l'adhésion générale dans le monde* »<sup>15</sup>, la crise économique et financière permettant une réorientation durable des investissements vers les technologies sobres en carbone.

Le scénario « 450 » permet de diminuer la demande de pétrole de plus de 15 % par rapport au scénario de référence. Les mesures prises dans le secteur des transports représentent plus de 70 % de la réduction de cette demande. Selon ce scénario, en 2030, seuls 40 % des véhicules sont équipés d'un moteur à combustion interne classique, contre 90 % dans le scénario de référence. Les véhicules hybrides représentent 30 % du total, le reste concernant les hybrides rechargeables et les véhicules électriques. Les améliorations du rendement des nouveaux avions et l'utilisation de biocarburants dans l'aviation permettent également des économies de pétrole dans ce secteur.

Ces scénarios – surtout le second – nécessitent bien entendu des investissements importants. Ils sont pris en charge en majeure partie par le secteur privé, le gros des dépenses supplémentaires étant destiné à l'acquisition de véhicules à faibles émissions de carbone.

## 1.4 SCENARIOS EUROPEENS ET BELGE

La Commission européenne réalise elle aussi des scénarios énergétiques. Le *World Energy Technology Outlook – WETO H<sub>2</sub>*<sup>16</sup> publié en 2006 établit des projections jusqu'à 2050 grâce au modèle POLES. Il comporte un scénario de référence et deux scénarios spécifiques, le premier supposant une politique climatique ambitieuse et le second, que nous n'aborderons pas, des avancées significatives dans les technologies de l'hydrogène.

### 1.4.1 Les ressources pétrolières

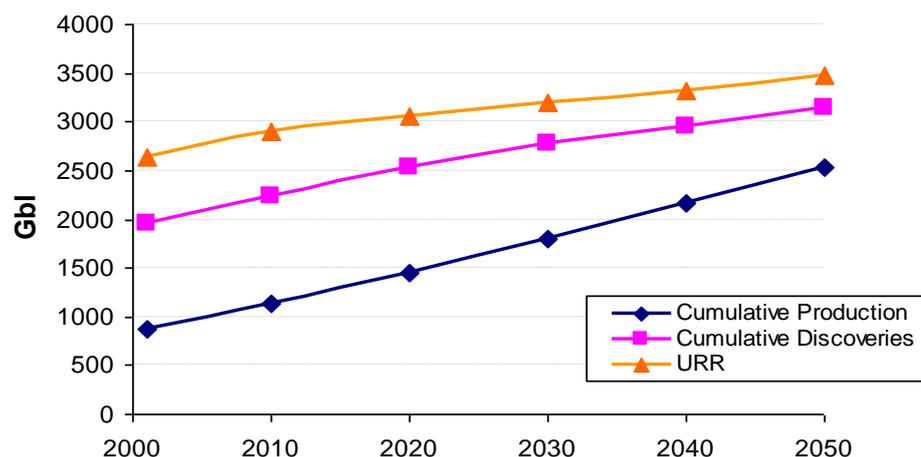
Selon ce document, le volume des ressources ultimes récupérables (URR), c'est-à-dire le total de tout le pétrole déjà extrait et encore à extraire, va augmenter de 2600 milliards de barils aujourd'hui à 3500 milliards de barils en 2050. Cette évolution est permise par l'augmentation du prix, qui permet un meilleur taux de récupération ainsi que de nouvelles découvertes grâce aux efforts d'exploration<sup>17</sup>.

---

<sup>15</sup> WEO 2009, résumé, p. 3 et p. 16.

<sup>16</sup> [http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/weto-h2\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/weto-h2_en.pdf).

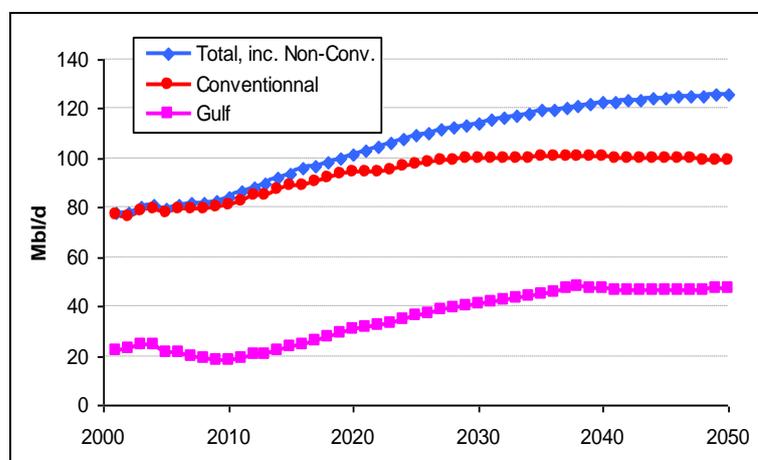
<sup>17</sup> WETO-H2 (2006), p. 23.



### 1.4.2 Le scénario

La production de pétrole reste stable jusqu'en 2010. Cette projection suppose un accroissement rapide de la production dans le Golfe après 2010. La production de l'ensemble de l'OPEP double d'ici 2040 et se stabilise ensuite. Le pétrole non-conventionnel occupe une part croissante et atteint 28 mb/j en 2050, ce qui correspond à 60 % de l'augmentation de la demande<sup>18</sup>.

Le prix du baril passe de 40 \$ en 2010 à plus de 60 \$ en 2030 et à 110 \$ en 2050 (en dollars de 2005).

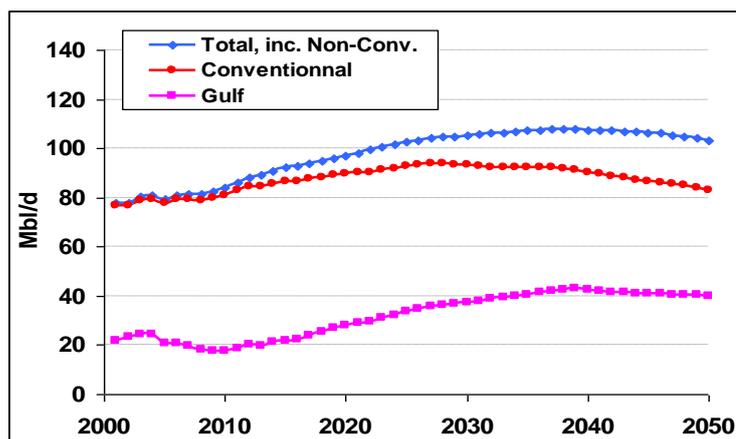


### 1.4.3 Le scénario européen « climatique »

A côté du scénario de référence, un « Carbon Constraint Case » est développé dans le même document. Il prévoit une réduction de 50 % des émissions de CO<sub>2</sub> en Europe et dans un certain nombre d'autres pays avec pour résultat une concentration de carbone de 500 ppm en 2050 et une légère diminution par la suite.

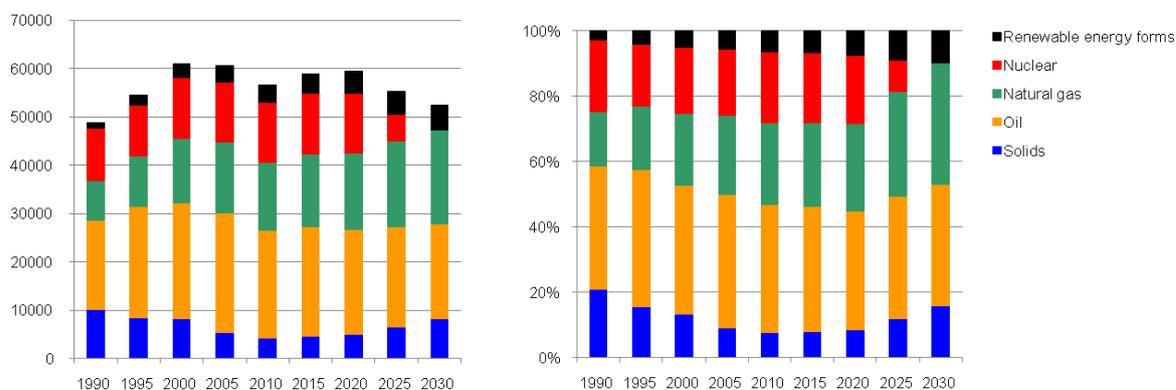
Dans ce scénario, le prix du pétrole est légèrement inférieur (90 \$ au lieu de 110 \$ en 2050). La diminution de la consommation de pétrole intervient plus tôt et est plus nette que dans le scénario de référence.

<sup>18</sup> WETO-H2 (2006), p. 32.



#### 1.4.4 Le bouquet énergétique belge <sup>19</sup>

Les projections réalisées par le Bureau du Plan pour la Belgique tiennent compte de la démographie, des améliorations techniques, du « paquet énergie-climat » européen, de la décision de prolonger de 10 ans les centrales nucléaires belges, des politiques d'économie d'énergie et de promotion des renouvelables décidées, de la baisse de la production pétrolière annoncée entre 2010 et 2015, etc.



Le niveau de consommation de pétrole prévu pour 2030 est inférieur de 19 % à celui de 2000 et correspond à celui de 1990. La part du pétrole dans les besoins totaux d'énergie passe de 39 % à 36 %. Quant à la part des transports dans la demande de pétrole, elle passe de 59 % en 2000 à 66 % en 2030.

La part du gaz naturel passe de 22 % du total en 2000 à 36 % en 2030 essentiellement à cause de la demande du secteur électrique.

## 1.5 AUTRES SOURCES, EN BREF

En 2008, la Commission de l'aménagement du territoire, des transports, de l'énergie et du logement du Parlement wallon a auditionné un certain nombre d'experts à propos des pics de pétrole et de gaz. Nous reprenons ici quelques chiffres tirés de ces auditions <sup>20</sup>.

<sup>19</sup> Cette partie reprend l'exposé de D. Gusbin lors du séminaire du 2 mars 2010 (voir bibliographie).

<sup>20</sup> Parlement wallon, *Les pics de production de pétrole et de gaz*.

- Pour M. P. BROCORENS, de l'ASPO (Association pour l'étude des pics de pétrole et de gaz), la production de pétrole est actuellement sur un plateau. Le début du déclin interviendra vers 2010-2020, avec une baisse moyenne de la production de 2 % par an alors que la demande mondiale augmente de 1,5 % chaque année.
- Pour M. G. VAN DE WERVE, secrétaire général de la Fédération pétrolière belge, trois scénarios sont possibles en fonction de l'évolution de la demande : la production sera insuffisante à partir de 2020 si la demande mondiale augmente de 2 % par an, à partir de 2030 si elle n'augmente de 1 % et à partir de 2040 seulement si on arrive à limiter la croissance à 0,7 % par an.
- M. S. FURFARI, directeur de la DG TREN et professeur à l'ULB, n'avance pas de chiffres et se contente de citer Morris Adelman <sup>21</sup> : « *Les ressources pétrolières sont inconnues, non connaissables et sans importance* ».
- M. L. DUFRESNE, chef du département Informations microéconomiques de la Banque nationale de Belgique, donne les estimations suivantes : la production mondiale de pétrole conventionnel culminerait en 2023 à 96 mb/j pour décliner ensuite de 1,5 % en moyenne ; avec le non-conventionnel, elle culminerait en 2034 à 119,5 mb/j et déclinerait ensuite de 0,7 % par an en moyenne.

Comme on l'a dit en introduction, un grand nombre d'autres sources pourraient être citées, mais cela ne ferait que compliquer un tableau déjà suffisamment complexe.

## 1.6 CONCLUSIONS

La production de pétrole hors OPEP est aujourd'hui en déclin et pratiquement plus personne ne nie qu'il en sera un jour de même pour la totalité du pétrole conventionnel au niveau mondial. Le maximum de production prendra probablement la forme d'un plateau ondulé et non d'un pic. Pour certains, ce plateau est déjà atteint, comme en témoigneraient le plafonnement actuel de la production et les perspectives de pénurie vers 2015.

D'autres expliquent ce plafonnement par l'absence d'investissements suffisants ces dernières années, principalement du côté de l'OPEP. Il s'agit là d'un des nœuds du problème. Les régions hors OPEP produisent de moins en moins malgré des techniques de récupération très coûteuses. Les alternatives non-conventionnelles, au premier rang desquelles les sables bitumineux canadiens, n'ont pas encore dépassé le stade expérimental et promettent d'être tout aussi coûteuses. A l'inverse, les champs OPEP offrent un pétrole facile et bon marché. Toutefois le principe d'une gestion prudente et à long terme des réserves pourrait prévaloir du côté des compagnies nationales, rendant incertaine la perspective d'une compensation du déclin de la production hors OPEP.

Le renchérissement du pétrole, ou du moins le maintien de prix pétroliers élevés, semble donc probable même avant le déclin des champs OPEP. C'est principalement le secteur des transports qui en subira les conséquences. Sa part dans la consommation totale de pétrole est en croissance dans les scénarios de référence, qu'il s'agisse de ceux de l'IEA (OCDE) ou de l'UE. Les autres secteurs, par contre, peuvent se rabattre sur le gaz, qui bénéficie encore de réserves importantes, le charbon ou le nucléaire pour la production d'électricité.

Le remplacement des moteurs à combustion interne par des véhicules hybrides ou électriques permettrait une réduction de la demande de pétrole (ainsi qu'une diminution des émissions de CO<sub>2</sub>). Ce scénario nécessite toutefois des investissements importants de la part des ménages, essentiellement pour l'achat des véhicules.

---

<sup>21</sup> Economiste du MIT spécialiste du pétrole.

## 1.7 BIBLIOGRAPHIE

Exposés (non publiés) du Pr Michel WAUTELET, de l'Université de Mons, membre de l'ASPO (Association pour l'étude des pics pétrolier et gazier), de Mme le Dr Dominique GUSBIN, responsable des questions énergétiques au Bureau fédéral du Plan, et du Pr Thierry BRECHET, économiste et pilote du thème, lors du séminaire du 2 mars 2010.

*Après le pétrole...*, Etopia, revue d'écologie politique, Editions namuroises, décembre 2006.

BRECHET Th. et VAN BRUSSELEN P., *Le pic pétrolier : un regard d'économiste*, Reflets et perspectives de la vie économique 2007/4.

BROCORENS P., *Pic du pétrole et pic du gaz*, Université de Mons-Hainaut, février 2007 ([www.statbel.fgov.be/studies/thesis\\_fr.asp?n=284](http://www.statbel.fgov.be/studies/thesis_fr.asp?n=284)).

FRANCOIS L. et REBUT E., *Après le pétrole. La nouvelle économie écologique*, Ellipses, 2009.

GREGOIRE-BLAIS M., *Compagnies internationales de pétrole : illusion de puissance ?*, Centre d'études des politiques étrangères et de sécurité, Institut d'études internationales de Montreal, UQAM, février 2008, <http://www.er.uqam.ca/nobel/ieim/spip.php?article4176>.

JANCOVICI J.-M. et GRANDJEAN A., *C'est maintenant : 3 ans pour sauver le monde*, Seuil, 2009.

LAFFITE P. et SAUNIER Cl., *Changement climatique et transition énergétique : dépasser la crise (Les apports de la science et de la technologie au développement durable, t.1)*, rapport à l'Assemblée nationale française, juin 2006 ([www.senat.fr/rap/r05-426/r05-4261.pdf](http://www.senat.fr/rap/r05-426/r05-4261.pdf)).

Parlement wallon, *Les pics de production de pétrole et de gaz*, Rapport présenté au nom de la Commission de l'aménagement du territoire, des transports, de l'énergie et du logement par MM. LEBRUN, STOFFELS et Mme BARZIN, doc. 801 (2007-2008) n°1, 30 mai 2008, [http://nautilus.parlement-wallon.be/Archives/2007\\_2008/RAPPORT/811\\_1.pdf](http://nautilus.parlement-wallon.be/Archives/2007_2008/RAPPORT/811_1.pdf).

Parlement wallon, *Résolution sur les pics de pétrole et de gaz* adoptée le 18 juillet 2008 ([http://nautilus.parlement-wallon.be/Archives/2007\\_2008/RES/818\\_7.pdf](http://nautilus.parlement-wallon.be/Archives/2007_2008/RES/818_7.pdf)).

SERENI J.-P., *Les Etats s'emparent de l'arme pétrolière*, Le Monde diplomatique, mars 2007.

WAUTELET M., *Vivement 2050 ! Comment nous vivrons (peut-être) demain*, L'Harmattan, coll. Sciences et Société, 2007.

WINGERT J.-L., *La vie après le pétrole. de la pénurie aux énergies nouvelles*, Autrement, 2005.

*World Energy Outlook 2008* (WEO 2008), International Energy Agency, OCDE/AIE, 2008.

*World Energy Outlook 2008*, résumé (traduction française), International Energy Agency, OCDE/AIE, 2008.

*World Energy Outlook 2009*, résumé (traduction française), International Energy Agency, OCDE/AIE, 2009.

*World Energy Technology Outlook – 2050* (« WETO-H<sup>2</sup> »), Commission européenne, Direction générale de la recherche, 2006.