



## **Evaluation de la disponibilité de ressources énergétiques**

**et**

## **Commentaires sur le projet d'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017**

Patrick Brocorens

Université de Mons

Résumé.....	2
Evaluation de la disponibilité de ressources énergétiques.....	6
1. Différences entre les approches R/P et pic de production.....	7
2. Scénarios de disponibilité du pétrole.....	10
3. Scénarios de disponibilité du gaz naturel.....	16
4. Conclusion.....	23
Commentaires sur le projet d'étude prospective électricité 2008-2017.....	24

Mars 2009

<b>Titre du projet :</b>	<b>Evaluation de la disponibilité de ressources énergétiques</b>
<b>Durée :</b>	<b>du 16 février au 16 mars 2009</b>

<b>Auteur de l'étude</b> <b>Renseignements administratifs</b>
--

<b>Nom – Prénom :</b>	Brocorens - Patrick
<b>Titre :</b>	Docteur en sciences chimiques
<b>Dénomination de l'unité :</b>	Service de chimie des matériaux nouveaux
<b>Université - Haute école :</b>	Université de Mons-Hainaut (UMH)
<b>Adresse de l'unité :</b>	20 place du parc, 7000 Mons
<b>Téléphone :</b>	065/37.38.68
<b>Fax :</b>	065/37.38.61
<b>E-mail :</b>	Patrick@averell.umh.ac.be

## Remerciements

Ce travail a été effectué à la demande et avec le soutien financier du SPP Développement durable. L'auteur remercie Monsieur Hadelin de Beer de Laer, Président du SPP Développement durable, pour son soutien et ses encouragements.

## Résumé

La disponibilité physique à long terme des énergies fossiles est traditionnellement évaluée par le rapport « réserves-sur-production » (rapport R/P), obtenu en divisant les réserves *prouvées* par la production annuelle. Cela revient à exprimer les réserves en années de production, si le rythme actuel de production est maintenu. Selon la base de données *BP statistical review of world energy 2007*, il resterait dès lors environ 63 ans pour le gaz, 40 ans pour le pétrole, 147 ans pour le charbon et de 67 à 82 ans pour l'uranium. Etant donné que de nouvelles découvertes et des améliorations du taux de récupération des énergies fossiles au sein des gisements actuels auront certainement lieu dans le futur, ce rapport R/P semble indiquer que toute difficulté physique d'approvisionnement en énergies fossiles est reportée bien au-delà des périodes précitées. L'utilisation du rapport R/P présente cependant deux lacunes.

- Les réserves *prouvées*, et leur évolution au cours des précédentes décennies, sont un indicateur peu fiable de l'état des réserves.
- Les réserves sont supposées pouvoir être vidées à n'importe quel rythme, alors qu'il existe des contraintes physiques qui limitent la vitesse d'extraction. Si le montant des réserves a de l'importance, le rythme à laquelle ces réserves peuvent être vidées importe encore plus.

Un modèle de la disponibilité physique des énergies fossiles corrigeant les lacunes de l'approche précédente est nécessaire. Nous avons choisi le modèle « pic de production » et nous avons examiné des scénarios établis par J. Laherrère<sup>1</sup> et l'IEA<sup>2</sup>. Il s'agit d'un modèle de prévision à *long terme* sans contraintes d'investissement (géopolitiques, économiques, climatiques,...). Lorsque la date du pic de production est proche, ce modèle doit être complété par un modèle de prévision à *court terme* qui tient compte de ces contraintes afin d'évaluer au mieux la date, la forme, et la durée du pic de production<sup>3</sup>. Enfin, la Belgique étant entièrement dépendante de l'extérieur pour ses approvisionnements en gaz et pétrole, une étude de l'influence du pic de production sur les exportations est nécessaire. Bien que le pétrole joue un rôle mineur dans la production d'électricité, il nous est apparu important de détailler sa situation car de nombreux éléments donnent à penser que le pétrole est proche de son pic de production. Le pétrole étant la première source d'énergie primaire dans le monde, tout problème de production de pétrole rejillera sur le prix des autres combustibles fossiles, et sur leur disponibilité via l'apparition de phénomènes de substitution. Le développement massif de pétroles non conventionnels tels que les sables bitumineux exercera également une pression sur les autres sources d'énergie, les processus d'extraction étant gourmands en énergie<sup>4</sup>.

<sup>1</sup> Jean Laherrère est géologue et géophysicien pétrolier, il a travaillé 37 ans à divers postes à responsabilité au sein de la compagnie pétrolière Total, expert de renommée mondiale sur les réserves pétrolières et gazières et fondateur avec C. Campbell de l'Association for the Study of Peak Oil and Gas (ASPO).

<sup>2</sup> Principalement IEA WEO1998

<sup>3</sup> Principalement IEA WEO2008

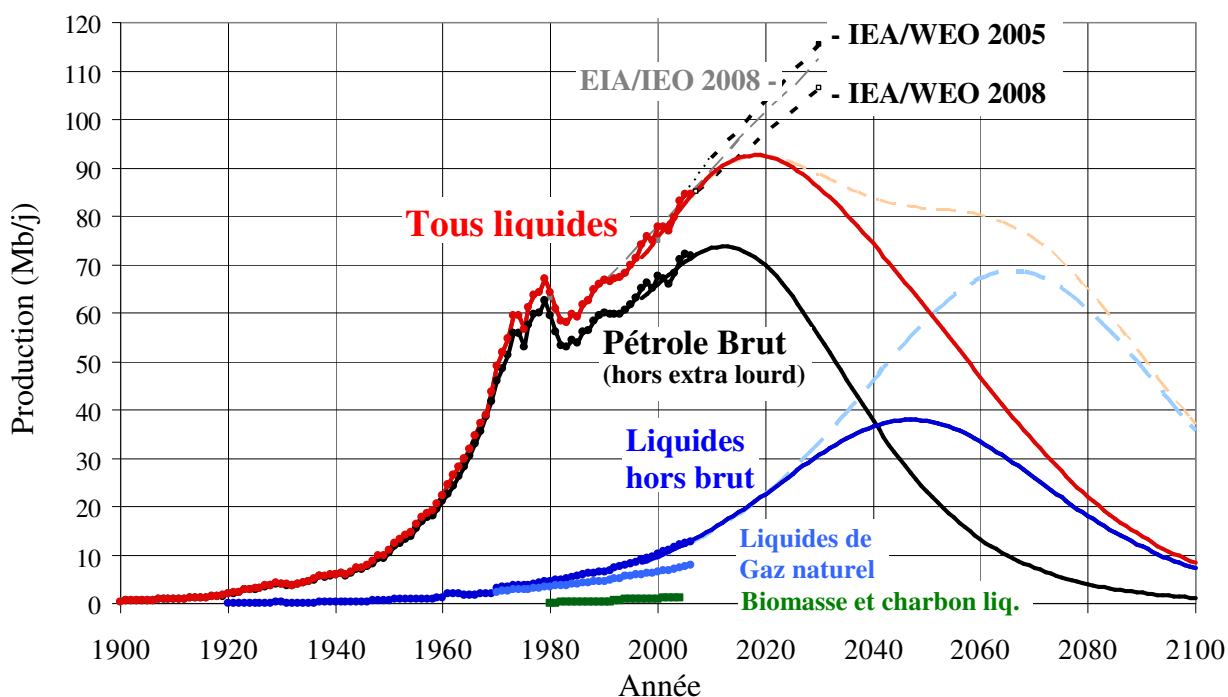
<sup>4</sup> A l'heure actuelle, c'est le gaz naturel qui est principalement utilisé pour traiter les sables bitumineux, à raison d'un équivalent baril de pétrole pour quatre barils de pétrole synthétique produits. L'énergie nucléaire est envisagée si des niveaux de production élevés sont requis. K. Aleklett, Peak Oil and the Evolving Strategies of Oil Importing and Exporting Countries, Dec 2007

## 1. Présentation du modèle « pic de production »<sup>5</sup>

Dans un modèle « pic de production », l'évolution de la production d'un pays et de la planète est représentée par une courbe en cloche dont le maximum est atteint lorsque les réserves *ultimes* sont environ à moitié vides. Les réserves *ultimes* totalisent le pétrole déjà extrait, les réserves *prouvées+probables* restantes, et l'estimation des futures découvertes. Par ce modèle, il devient clair que l'approche R/P ne permet pas d'anticiper le pic de production, puisqu'il se base sur des réserves *prouvées* restantes, qui ne constituent qu'une fraction des réserves *ultimes*, et que la production entame son déclin bien avant le tarissement des réserves.

## 2. Pétrole

Les scénarios de production à *long terme* indiquent que le pic de production de pétrole *conventionnel* est actuellement atteint (à  $\pm 4$  ans). En y incluant les *pétroles non-conventionnels* (pétroles extra-lourds, sables et schistes bitumineux), les liquides de gaz naturel, les liquides synthétiques issus du gaz naturel, du charbon et de la biomasse, le pic de production dit tous liquides est repoussé vers 2010-2020; les autres liquides ont surtout pour effet d'atténuer le déclin.

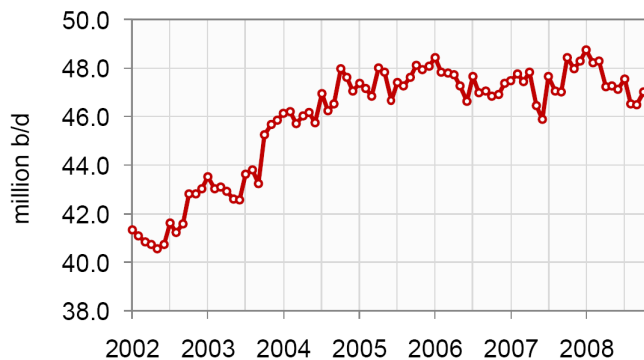


Scénario à long terme pour l'évolution de la production tous liquides (pétrole brut+pétrole extra lourd+liquides de gaz naturel+biomasse et charbon liquéfiés) sans contraintes au niveau des investissements et de la demande, pour des réserves *ultimes* de 3000 Gb (traits pleins) et 4000 Gb (traits pointillés, scénario estimé comme étant peu probable). Source : J. Laherrère. Comparaison avec les scénarios de référence de l'EIA et IEA.

<sup>5</sup> Les références ayant trait aux résultats présentés dans ce résumé sont reprises dans l'étude principale

Les scénarios de production à *court terme* permettent d'affiner les prévisions, et indiquent que les capacités de production en projet et développement sont suffisantes pour combler le déclin des gisements existants (estimé à 3,9%/an) et assurer la hausse de la demande mondiale jusque 2010 environ. De 2010 à 2015, les projets répertoriés sont insuffisants et entraînent un déficit de production équivalent à environ 7 mb/j (8% de la production actuelle tous liquides). Ce scénario est aggravé par la crise actuelle, qui entraîne annulations et retards dans les projets. Le franchissement du pic pétrolier se présenterait dès lors sous forme de plateau ondulant : la production pétrolière atteint un maximum et reste à ce niveau pendant plusieurs années, fluctuant légèrement au gré des aléas économiques, géopolitiques, et financiers, avant d'entrer dans une phase de déclin irréversible, probablement de l'ordre de 2% par an. L'analyse des données de production laisse penser que ce plateau aurait débuté fin 2005, et qu'il se maintiendra jusqu'en 2010-2012.

Pour la Belgique, le problème principal vient des capacités exportatrices des pays producteurs. Les *exportations* mondiales tous liquides plafonnent depuis fin 2004 environ, et on s'attend à un déclin des *exportations* tous liquides avant le déclin de la production, à une accélération de ce déclin à mesure que les pays exportateurs franchissent leur pic de production, et à une diminution du nombre de pays exportateurs (concentration des exportations parmi un nombre restreint de pays, au Moyen-Orient principalement). Dans le même temps, le nombre de pays dépendant des importations augmente. Ces facteurs combinés devraient accroître significativement les tensions sur les prix et les risques géopolitiques.



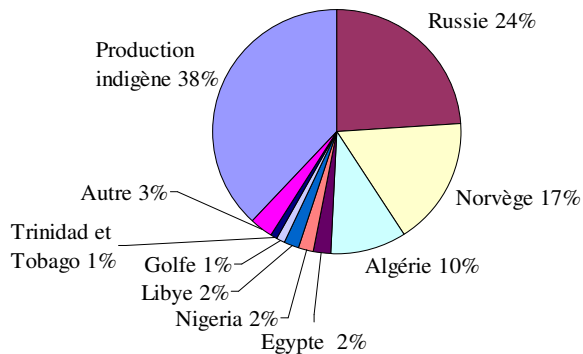
*Evolution des exportations mondiales tous liquides. Source : Peakoil Nederland à partir de données de l'IEA, EIA et JODI.*

### 3. Gaz Naturel

Les scénarios de production à *long terme* indiquent que le pic de production de gaz naturel est attendu pour 2025 environ. La forme de la courbe de production pourra cependant être influencée considérablement par certains facteurs économiques et politiques. Le facteur principal est le coût élevé du transport et de la liquéfaction, qui conduit à une évolution par paliers de la production mondiale, et à plusieurs marchés du gaz relativement isolés les uns des autres malgré le développement du gaz liquéfié. L'importance du pic mondial est donc toute relative, et il est plus important de se focaliser sur la situation du marché européen dont fait partie la Belgique.

L'Europe assure ses approvisionnements en gaz naturel principalement via sa production propre, la Russie (qui achète du gaz à d'autres pays de l'ancienne Union Soviétique pour honorer ses contrats), la Norvège et l'Algérie. Les perspectives concernant ces quatre sources d'approvisionnement sont peu favorables. La production locale est en déclin rapide et devrait baisser

de 65 à 75% d'ici 2030 par rapport à son niveau des années 1995-2004, la Norvège et l'Algérie atteindront leur maximum de production vers 2015 environ, et la Russie a déjà des problèmes de production.



*Sources d'approvisionnement en gaz naturel de l'Europe des 25 en 2006 selon Eurogas.*

Un scénario de production à *long terme* et sans contraintes pour la Russie prévoit un pic vers 2015. Cependant, les quatre gisements géants qui assurent 80% de la production de Gazprom, le principal producteur russe de gaz naturel, sont en déclin, et les développements de nouveaux gisements présentent des retards importants. La Russie éprouverait déjà des difficultés à honorer ses contrats d'exportations et les questions géostratégiques qui enveniment chaque hiver les relations entre la Russie et ses voisins dissimuleraient ce problème. Avec une production en baisse, Gazprom ne parviendrait pas à satisfaire la demande lors des pics de consommation hivernaux et serait amené à limiter la demande intérieure russe et/ou les exportations via le relèvement des tarifs et/ou des coupures d'approvisionnement. Etant donné que plus de 70% de la production russe est consommée par les Russes eux-mêmes, un faible déclin de la production (ou hausse de la consommation intérieure) se traduit par un brusque déclin des exportations (15% de baisse de production reportée entièrement sur les exportations divise ces dernières par deux). Sans efforts importants des Russes pour réduire les pertes et la demande intérieure, une baisse importante des exportations russes d'ici 2030 n'est pas exclue. Pour combler le déficit actuel, Gazprom s'approvisionne en Asie Centrale, principalement au Turkménistan. Cependant, de nombreux doutes existent quant à la capacité de ce pays à compenser le déclin de ses gisements matures et à augmenter significativement sa production. L'arrivée de la Chine en tant que client risque d'accroître ces problèmes et d'accélérer l'arrivée d'une crise des approvisionnements en gaz, tant en Russie qu'en Europe. Dans le même temps, la consommation de gaz naturel est attendue en forte croissance en Europe (de plus de 50% entre 2005 et 2030). La sécurité des approvisionnements en gaz naturel de l'Europe est donc certainement encore plus précaire que celle ayant trait au pétrole.

La présente étude indique que des difficultés physiques d'approvisionnement tant en gaz que en pétrole sont prévisibles d'ici 2015 et s'accroîtront dans le futur. Ces difficultés sont liées à l'approche de pics de production (pic global dans le cas du pétrole, pic locaux dans le cas du gaz naturel), certains étant en avance sur le calendrier par manque d'investissements. La situation du gaz naturel est d'autant plus préoccupante que l'utilisation d'autres sources d'énergie dépend du gaz naturel de par son rôle primordial dans la stabilité du réseau électrique, et que la demande est attendue en forte hausse en Europe. Cette situation nouvelle requiert une adaptation vigoureuse et rapide des politiques énergétiques des différents pays concernés afin d'anticiper le déclin des approvisionnements et/ou des prix élevés et volatils.

## Evaluation de la disponibilité de ressources énergétiques

La disponibilité physique à long terme des énergies fossiles est traditionnellement évaluée par le rapport « réserves-sur-production » (rapport R/P), obtenu en divisant les réserves *prouvées* par la production annuelle. Cela revient à exprimer les réserves en années de production, si le rythme actuel de production est maintenu. Selon la base de données BP statistical review of world energy 2007, il resterait dès lors environ 63 ans pour le gaz, 40 ans pour le pétrole, 147 ans pour le charbon et de 67 à 82 ans pour l'uranium. Etant donné que de nouvelles découvertes et des améliorations du taux de récupération des énergies fossiles au sein des gisements actuels auront certainement lieu dans le futur, ce rapport R/P semble indiquer que toute difficulté physique d'approvisionnement en énergies fossiles est reportée bien au-delà des périodes précitées. L'utilisation du rapport R/P présente cependant deux lacunes.

- Les réserves *prouvées*, et leur évolution au cours des précédentes décennies, sont un indicateur peu fiable de l'état des réserves.
- Les réserves sont supposées pouvoir être vidées à n'importe quel rythme. Or, des contraintes physiques limitent la vitesse d'extraction. Si le montant des réserves a de l'importance, le rythme à laquelle ces réserves peuvent être vidées importe encore plus.

Un modèle de la disponibilité physique des énergies fossiles corrigeant les lacunes de l'approche précédente est nécessaire. Nous avons choisi le modèle « pic de production » et nous présenterons des scénarios établis par J. Laherrère<sup>6</sup> et l'International Energy Agency (IEA)<sup>7</sup>. Il s'agit de scénarios de prévision à *long terme* sans contraintes d'investissement (géopolitiques, économiques, climatiques,...). A l'approche de la date du pic de production, ce modèle doit être complété par un modèle de prévision à *court terme* qui tient compte de ces contraintes. Enfin, la Belgique étant entièrement dépendante de l'extérieur pour ses approvisionnements en gaz et pétrole, une étude de l'influence du pic de production sur les exportations est nécessaire. Bien que le pétrole joue un rôle mineur dans la production d'électricité, il nous est apparu important de détailler sa situation car de nombreux éléments donnent à penser que le pétrole est proche de son pic de production. Le pétrole étant la première source d'énergie primaire dans le monde, tout problème de production de pétrole rejaira sur le prix des autres combustibles fossiles, et sur leur disponibilité via l'apparition de phénomènes de substitution. Le développement massif de pétroles non conventionnels tels que les

<sup>6</sup> Jean Laherrère est géologue et géophysicien pétrolier, il a travaillé 37 ans à divers postes à responsabilité au sein de la compagnie pétrolière Total, expert de renommée mondiale sur les réserves pétrolières et gazières (il a travaillé pour Pétroconsultants) et fondateur avec C. Campbell de l'Association for the Study of Peak Oil and Gas (ASPO).

<sup>7</sup> IEA WEO1998; La méthodologie « pic de production » est centrée sur « l'offre », c'est-à-dire que les scénarios décrivent l'évolution possible des capacités maximales de production dans des conditions optimales d'investissement et d'accès aux réserves ; une fois le pic franchi, la demande est supposée s'adapter à l'offre. L'approche R/P et la méthodologie principale de l'IEA sont centrées sur « la demande ». L'IEA estime l'évolution future de la demande sur base d'un modèle économique. L'offre est ensuite supposée satisfaire la demande tant que les investissements sont suffisants et que les ressources existent et sont accessibles. Les facteurs physiques qui contraignent la dynamique de découverte, de déplétion, et de développement de nouveaux gisements ne sont pas ou faiblement pris en compte. Ce modèle ne fonctionne correctement que lorsque le pic de production est éloigné dans le futur, c'est-à-dire lorsque les limitations physiques ne sont pas déterminantes. De part sa construction, ce modèle ne peut prévoir la date d'un pic de production, ce qui explique les contradictions entre les prévisions de l'IEA concernant l'évolution à long terme de la production pétrolière (pas de pic en vue) et celles à court terme (déclin de production possible par manque de projets). Le WEO1998 fait figure d'exception dans les rapports de l'IEA, car une méthodologie hybride fut utilisée. Le modèle « pic de production » fut appliqué au pétrole *conventionnel*, ainsi qu'au pétrole *non-conventionnel* aux projets identifiés. Lorsque le modèle indiqua que la demande ne pouvait être satisfaite, le déficit fut supposé être comblé par du pétrole *non-conventionnel non-identifié*.

sables bitumineux exercera également une pression sur les autres sources d'énergie, les processus d'extraction étant gourmands en énergie<sup>8</sup>.

### 1. Différences entre les approches R/P et pic de production

#### 1.1 Réserves prouvées versus réserves prouvées+probables

Une première différence entre les approches R/P et pic de production réside dans la catégorie de réserves utilisée. Les incertitudes entourant l'estimation de la quantité de pétrole récupérable au sein d'un gisement font que les réserves sont exprimées sous forme d'une fourchette de plusieurs valeurs, typiquement en associant chacune des valeurs à une probabilité :

- le minimum, appelé réserves *prouvées* (1P), qui correspond à une probabilité de 90-95 % que la quantité de pétrole récupérable soit au moins égale à la valeur attendue.
- une valeur intermédiaire, ou réserves *prouvées+probables* (2P), dont la probabilité est de 50 %, ce qui signifie que la quantité de pétrole récupérable a autant de chance d'être supérieure à la valeur attendue que d'être inférieure.
- le maximum, ou réserves *prouvées+probables+possibles* (3P), qui a une probabilité de 5-10 %.

Dans le modèle « pic de production », les réserves 2P sont choisies comme indicateur de l'état des réserves, et non plus les réserves 1P qu'utilise l'approche R/P. Les raisons de ce choix sont multiples. Premièrement, les réserves 2P sont supposées correspondre à la quantité de pétrole récupérable attendue ; en cours d'exploitation, les révisions à la baisse des réserves de certains gisements doivent être statistiquement égales aux révisions à la hausse des réserves d'autres gisements. Par contre, par définition, les réserves 1P sous-estiment la quantité de pétrole initiale découverte et sont amenées à croître fortement avec le temps (x6 pour le pétrole on-shore aux Etats-Unis<sup>9</sup>). La notion de « croissance des réserves » est souvent mal comprise. Elle est liée à trois facteurs :

- technologique : amélioration du taux de récupération du pétrole en place au sein des gisements
- géologique : ajout de réservoirs annexes identifiés par la suite
- définitionnel : corrections successives apportées à des évaluations initiales prudentes des réserves.

Alors que la croissance observée des réserves 1P est souvent attribuée à la technologie, il s'avère que ce sont les évaluations initiales prudentes des réserves qui en sont principalement responsables. En effet, une meilleure connaissance d'un gisement acquise en cours d'exploitation permet de reclasser du pétrole *probable* dans la catégorie *prouvée*. C'est à ce moment-là que ce pétrole apparaît dans les statistiques 1P, souvent des années après avoir été découvert, alors que les chiffres 2P en tiennent déjà compte. De plus, lorsque les chiffres 2P sont réévalués, les réactualisations sont faites rétroactivement, c'est à dire rapportées à l'année de découverte du gisement. Cela évite ce problème propre aux chiffres 1P de voir du pétrole découvert dans le passé apparaître subitement dans les chiffres actuels. Le message délivré par l'évolution des réserves 1P et 2P est dès lors très différent, comme l'illustre l'exemple de la Norvège en figure 1.

<sup>8</sup> A l'heure actuelle, c'est le gaz naturel qui est principalement utilisé pour traiter les sables bitumineux, à raison d'un équivalent baril de pétrole pour quatre barils de pétrole synthétique produits. L'énergie nucléaire est envisagée si des niveaux de production élevés sont requis. K. Aleklett, Peak Oil and the Evolving Strategies of Oil Importing and Exporting Countries, Dec 2007

<sup>9</sup> R.W. Bentley 2002, Energy Policy 30 (2002) 189-205



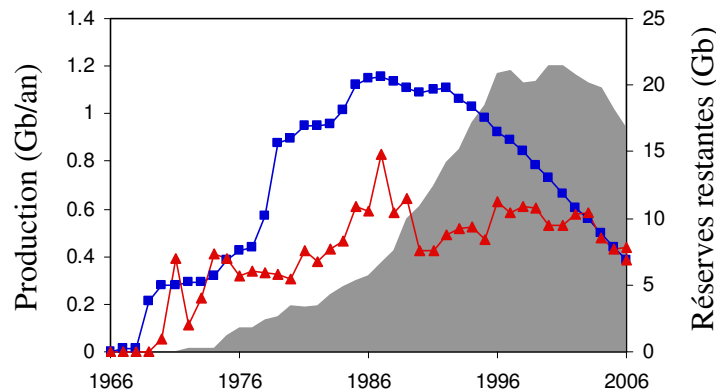


Figure 1 : Evolution de la production de pétrole (fond gris), des réserves prouvées (courbes rouge), et des réserves prouvées+probables réactualisées rétroactivement (courbe bleue) de la Norvège. Source : Jean Laherrère (2P), O&GJ (1P), NPD (production).

Les réserves 2P norvégiennes (courbes bleues) entamèrent un déclin régulier dans le milieu des années 1980, informant d'un non-renouvellement suffisant des réserves, lequel se traduisit 15 ans plus tard par un déclin irréversible de la production pétrolière. Il eut été impossible d'anticiper le déclin de production (il débuta en 2002) sur la base des réserves 1P (courbes rouges), puisque celles-ci restèrent globalement en croissance jusqu'en 2003 environ, donnant l'impression que les réserves se reconstituaient. En 2001, l'*Energy Information Administration (EIA)* estimait encore que la production allait se maintenir sur un plateau jusqu'en 2020. Six ans plus tard, les prévisions pour 2020 furent revues à la baisse de 40%<sup>10</sup>. Un autre exemple significatif est celui des Etats-Unis, dont la production pétrolière est en déclin depuis 1970, mais dont les réserves 1P sont de 10 ans depuis les années 1920s<sup>11</sup>.

### 1.2 Vitesse-limite d'extraction du pétrole

Dans un modèle « pic de production », l'évolution de la production d'un pays et de la planète est représentée par une courbe de Hubbert<sup>12</sup> dont le maximum est atteint lorsque les réserves *ultimes* sont environ à moitié vides<sup>13</sup> (Figure 2). Les réserves *ultimes* totalisent le pétrole déjà extrait, les réserves 2P restantes, et l'estimation des futures découvertes. Par ce modèle, il devient clair que l'approche R/P ne permet pas d'anticiper le pic de production, puisqu'il se base sur des réserves 1P restantes qui ne constituent qu'une fraction des réserves *ultimes*, et que la production entame son déclin bien avant le tarissement des réserves.

<sup>10</sup> EIA IEO 2001,2007

<sup>11</sup> Résultat obtenu à partir des données de production et de réserves 1P fournies par l'EIA

<sup>12</sup> M. K. Hubbert est un géophysicien de chez Shell qui introduisit la notion de pic pétrolier dans les années 1950s. Lorsque ses prévisions concernant le pic de production américain se révélèrent exactes, son nom passa à la postérité et fut donné à la courbe en cloche qui décrit l'évolution sans contraintes de la production pétrolière d'une région.

<sup>13</sup> Des modèles de déplétion type pic de production sont expliqués en détail dans diverses publications telles que :

- R.W. Bentley 2002, *Energy Policy* 30 (2002) 189–205

- R.W. Bentley, S.A. Mannanb, S.J. Wheeler, *Energy Policy* 35 (2007) 6364–6382

- IEA WEO 1998

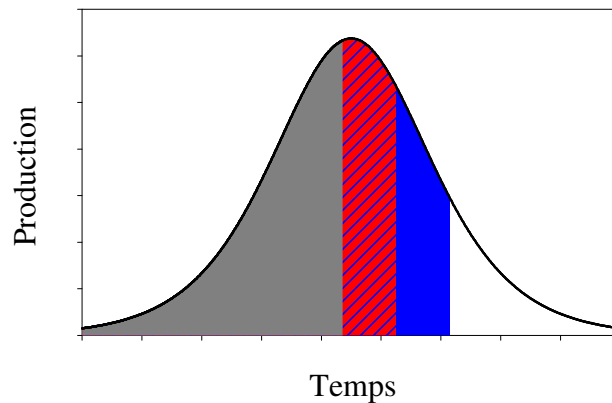


Figure 2 : Modèle d'évolution de la production pétrolière selon une courbe de Hubbert. L'aire sous la courbe correspond aux réserves ultimes, et peut se décomposer en : pétrole déjà extrait (gris), réserves prouvées (rouge hachuré), réserves probables (bleu), et futures découvertes (blanc).

Différentes méthodes sont utilisées pour estimer les réserves ultimes. Dans la technique des courbes d'écrémage, les découvertes cumulées sont représentées en fonction du nombre de forages d'exploration. Pour une zone géographique de prospection, cette courbe s'aplatit, et tend à converger à nombre infini de forages vers une valeur qui correspond à l'estimation des réserves ultimes, car les réserves découvertes par puit foré tendent à diminuer avec le temps ; les gisements les plus gros sont découverts en premier, les petits le sont en dernier. Ainsi, en Norvège, par tranche de 200 forages, on a trouvé environ 17 milliards de barils (Gigabarils ou Gb), puis 8 Gb, puis 3 Gb,.... La courbe tend vers un potentiel en réserves ultimes de 30 Gb, laissant un peu moins de 10% de l'ultime à découvrir (Figure 3).

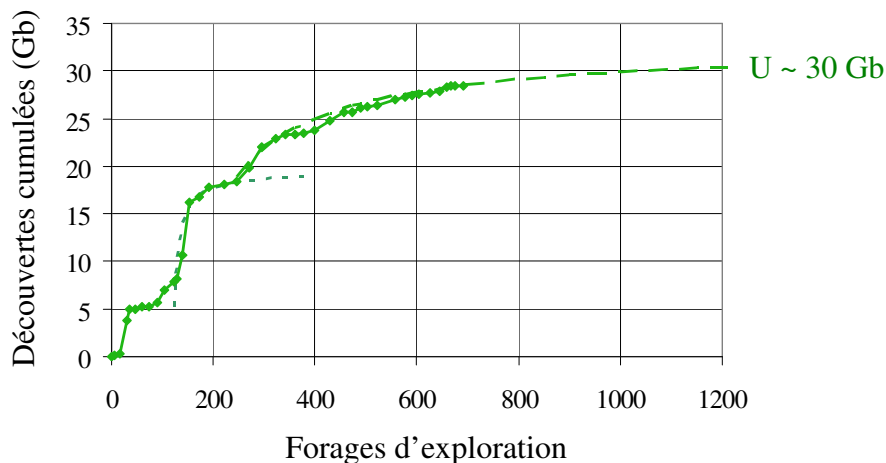


Figure 3 : Courbe d'écrémage (découvertes cumulées en fonction des forages d'exploration cumulés) de Norvège obtenues à partir des réserves 2P réactualisées rétroactivement. Source : J. Laherrère.

Par cette méthode, il est possible d'estimer le potentiel en futures découvertes et la maturité des cycles de découvertes. Les courbes d'écrémage laissent penser que de nombreuses régions à travers le monde sont à présent matures au niveau des découvertes. Pour certains, la loi des rendements décroissants (plus on fore pour trouver du pétrole, moins on en trouve) mise en évidence par les

courbes d'écrémage implique donc qu'un prix du pétrole plus élevé et des efforts de prospection redoublés ne relanceront pas massivement les découvertes. C'est ce qu'on observe à l'échelle de la planète, où les découvertes atteignent leur maximum en 1960 et déclinent régulièrement depuis malgré plusieurs périodes de prix élevés du pétrole. Le raisonnement inverse est par contre vrai pour les métaux. Pour ces derniers, une hausse du prix du métal convertit en réserves des minerais qui avaient jusqu'à présent une teneur en métal trop faible pour être économiquement rentables. Etant donné que les minerais faiblement concentrés existent en plus grande quantité que ceux hautement concentrés, une hausse des prix peut conduire à une croissance importante des réserves. L'uranium pourrait donc voir ses réserves considérablement augmenter dans le futur.

Bien que des incertitudes existent sur le montant des réserves ultimes (en plus de problèmes inhérents à leur évaluation existent des problèmes de fiabilité des données ; ce point sera abordé par la suite), une estimation grossière est généralement suffisante pour pouvoir établir un modèle « pic de production ». A titre d'exemple, des courbes de Hubbert symétriques correspondant à des ultimes de 28, 30, et 33 Gb ont été superposées à la courbe de production norvégienne de pétrole ; les dates du pic des différentes projections ne diffèrent que d'une année (Figure 4). La technologie et des contraintes de nature humaine (géopolitiques, économiques) peuvent aussi affecter l'allure des courbes de production. Ces facteurs peuvent être partiellement pris en compte, notamment dans les modèles à *court terme*.

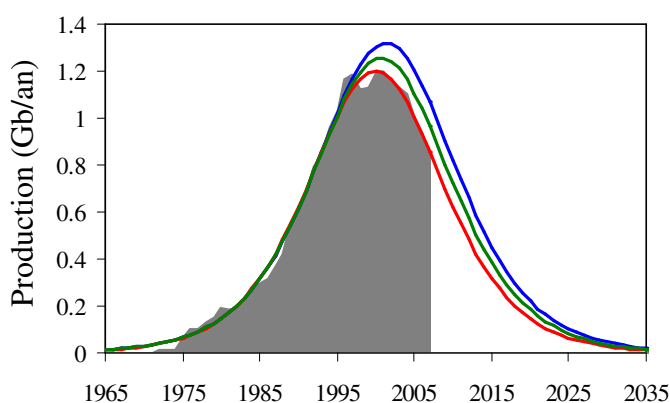


Figure 4 : Evolution de la production pétrolière de Norvège telle qu'observée (fond gris) et modélisée selon des courbes de Hubbert avec une estimation de l'ultime de 28 Gb (rouge), 30 Gb (vert) et 33 Gb (bleu). Source des chiffres de production : NPD

## 2. Scénarios de disponibilité du pétrole

### 2.1. Scénarios de production à long terme

Au niveau mondial, nous avons tout d'abord abordé la situation du pétrole *conventionnel*, en comparant les réserves *2P* et *1P* pour avoir une idée de l'évolution de l'état des réserves restantes. La Figure 5 (gauche) compare les chiffres *2P* fournis par J. Laherrère aux chiffres *1P* fournis par O&GJ. Les réserves *2P* sont supérieures aux réserves *1P* jusque dans les années 1990s, indiquant que pendant de nombreuses années les réserves de pétrole déclarées (les chiffres officiels ne reprennent que les réserves *1P*) étaient inférieures à ce qui avait été réellement découvert. C'est la situation « normale » puisque par définition les réserves *2P* sont supérieures aux réserves *1P*. Depuis 1990, *1P* apparaît supérieur à *2P*. Cette situation anormale est attribuée à deux raisons. Premièrement, certaines bases de données *1P* incorporent des pétroles non-conventionnels extra-

lourds (BP et World Oil n'incluent pas les sables bitumineux canadiens, mais bien O&GJ qui est représenté ici). Deuxièmement, les réserves *IP* de l'OPEP augmentèrent subitement de 62% dans les années 1980s sans lien apparent avec de nouvelles découvertes ou des évaluations de réserves de gisements déjà découverts. Cette hausse intervint lors de l'instauration d'un système de quotas de production basés sur les chiffres *IP*, motivant les pays producteurs à relever leurs chiffres pour s'attribuer des quotas de production supérieurs. Ces chiffres restent depuis lors virtuellement inchangés année après année en dépit d'une production continue<sup>14</sup>.

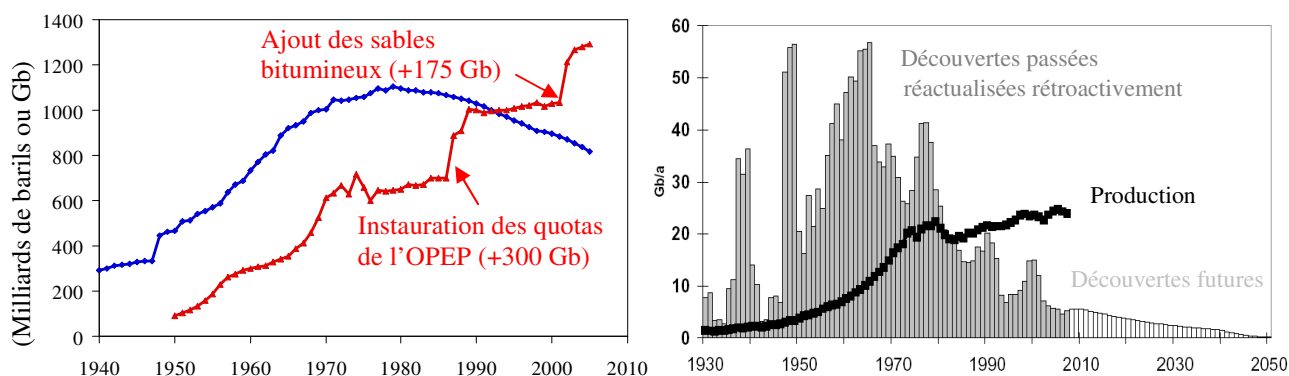


Figure 5 : (gauche) Evolution des réserves de pétrole dites « prouvées » (courbe rouge), et des réserves 2P réactualisées rétroactivement (courbe bleue ; hors pétrole extra-lourd) pour le monde. Source : J. Laherrère (2P), O&GJ (1P) ; (droite) Evolution des découvertes et de la consommation de pétrole (en Gb/an). Source : C. Campbell, Exxon-Mobil.

En plus de problèmes liés à la réactualisation des données, les chiffres *IP* ont donc un problème de fiabilité. Il n'existe en effet aucun organisme indépendant pour certifier les chiffres officiels. BP signale que les chiffres contenus dans sa base de données BP statistical review of world energy ne reflètent pas forcément son point de vue concernant les réserves prouvées par pays, ni qu'ils obéissent aux définitions britanniques ou américaines (Securities and Exchange Commission), mais qu'il s'agit de données provenant de sources officielles directes ou de sources secondaires. Nombre de ces chiffres provenant des pays producteurs eux-mêmes, on peut donc en déduire qu'ils reflètent diverses considérations politiques et financières. Signalons à titre d'exemple la Tunisie, qui selon la base de données BP disposait de 50 ans de pétrole tout au long des années 1980s et 1990s, et vit ses réserves tomber subitement à 10 ans de pétrole en 1991.

Quant aux chiffres 2P, ils ne sont pas exempts non plus de problèmes de fiabilité. Jusque dans les années 1990s, la plupart des experts pétroliers se fournissaient auprès de Pétroconsultants, qui était la référence reconnue au sein de l'industrie pétrolière de par la qualité et l'étendue de sa base de données. Depuis le rachat de la société par IHS dans les années 1990s, certains estiment que la qualité des données s'est détériorée, notamment au vu de révisions à la hausse, injustifiées selon eux, des réserves de certains pays de l'OPEP. Les chiffres 2P présentés dans cette étude sont basés sur les données de Pétroconsultants/IHS corrigées par J. Laherrère de ce qu'il estime être des exagérations. Ses corrections se fondent notamment sur l'utilisation de graphiques représentant l'évolution de la production en fonction de la production cumulée. Les courbes obtenues convergent linéairement vers l'ultime, ce qui permet d'avoir une estimation de l'ultime à partir de chiffres de production seuls. L'avantage réside dans le fait que les chiffres de production sont plus fiables que

<sup>14</sup> Ces remarques se retrouvent dans différents rapports de l'IEA tels que WEO1998 et WEO2008.

les chiffres de réserves, puisque moins politiquement sensibles. Par cette méthode, il est dès lors possible d'évaluer la qualité des chiffres d'ultimes obtenus par d'autres voies. Il est également possible d'évaluer l'influence d'une technologie sur le taux de récupération du pétrole au sein de gisements.

Bien que différentes estimations des réserves *1P* et *2P* existent, une constatation commune peut être retirée de ces chiffres. On remarque que les chiffres *2P* diminuent régulièrement depuis 1980. Depuis cette date, on découvre chaque année moins de pétrole qu'on en consomme. Pour chaque baril découvert, ce sont aujourd'hui au moins deux barils qui sont consommés (Figure 5, droite). A l'opposé, les réserves *1P* continuent d'augmenter.

Bien que l'évolution des réserves *2P* signale un problème de renouvellement des réserves mondiales de pétrole *conventionnel*, établir un scénario « pic de production » à *long terme* nécessite une estimation de l'*ultime* de la planète. Depuis plus de 50 ans, les estimations des réserves ultimes de pétrole *conventionnel* fluctuent autour d'une moyenne de 2000 Gb<sup>15</sup>. Sur cette base, des modèles prévoyant un pic de production vers l'an 2000 avaient été proposés dès les années 1970s, par exemple par le UK department of Energy, Esso, Shell, the World Bank, et d'autres<sup>16</sup>. Les études actuelles utilisant un ultime de 2000 Gb conduisent à des prédictions semblables, si ce n'est que la date est repoussée dans le futur pour tenir compte de la baisse de production qui suivit les chocs pétroliers des années 1970s. En 1998, l'IEA appliqua un modèle de Hubbert avec des estimations d'ultime de 2000, 2300 et 3000 Gb<sup>17</sup> pour tenir compte des incertitudes entourant les chiffres. La date du pic fut estimée vers 2010 (2000 Gb), 2014 (2300 Gb), et 2020 (3000Gb). Ces résultats confirment ce qui avait déjà été signalé précédemment, à savoir qu'une erreur relativement large sur l'ultime n'a qu'une faible influence sur la date du pic de production dans des scénarios de croissance de la demande. Les modèles actuels de J. Laherrère et C. Campbell se basent sur environ 2000 Gb d'ultime et prévoient un pic de production vers 2005-2012<sup>18</sup>. La production de pétrole *conventionnel* plafonne depuis 2005, aussi les prévisions indiquant un pic pour la période 2005-2008 sont pour l'instant toujours valables, car la certitude que ce plafonnement corresponde au pic (ou non) ne sera obtenue qu'une fois la production en déclin (ou en hausse) pendant plusieurs années consécutives.

Le choix de 2000 Gb d'ultime est conforme à l'évaluation donnée par les courbes d'écroulement, et permet d'établir un scénario prudent de pic de production. Des modèles basés sur des ultimes plus élevés (> 3000 Gb) semblent devoir être écartés, car, pour repousser la date du pic de production, ils impliquent notamment une hausse rapide de découvertes massives de pétrole, c'est-à-dire une rupture de la tendance à la baisse observée depuis les années 1960s<sup>19</sup> (Figure 5, droite). Ainsi, dans le WEO2006, l'IEA avertit que plus de pétrole devait être découvert pour empêcher le pic de se produire avant 2030. L'augmentation des sommes investies ces dernières années (x 2,8 entre 2000 et 2007<sup>20</sup>) n'ayant pas réussi à renverser la tendance, il est peu probable qu'une amélioration suffisante pour influencer significativement la date du pic de production puisse être observée. On se rapprocherait dès lors des scénarios « low resource case » évoqués dans l'IEA WEO2004 et WEO2005, qui, sur base d'un ultime plus élevé que dans notre analyse (environ 2500 Gb<sup>21</sup>), prévoient un pic dans la période 2013-2017.

<sup>15</sup> IEA WEO 1998 ou P.R. Bauquis, audition de la chambre des représentants, 26 fév. 2008

<sup>16</sup> R.W. Bentley 2002, Energy Policy 30 (2002) 189–205

<sup>17</sup> IEA WEO 1998

<sup>18</sup> Voir l'ASPO newsletter de C. Campbell ou les conférences de J. Laherrère disponibles sur le site d'ASPO France.

<sup>19</sup> R.W. Bentley 2002, Energy Policy 30 (2002) 189–205

<sup>20</sup> IEA 2008

<sup>21</sup> 1700 Gb d'ultime restant (selon IEA WEO2004) + environ 800 Gb de production cumulée au 01/01/1996

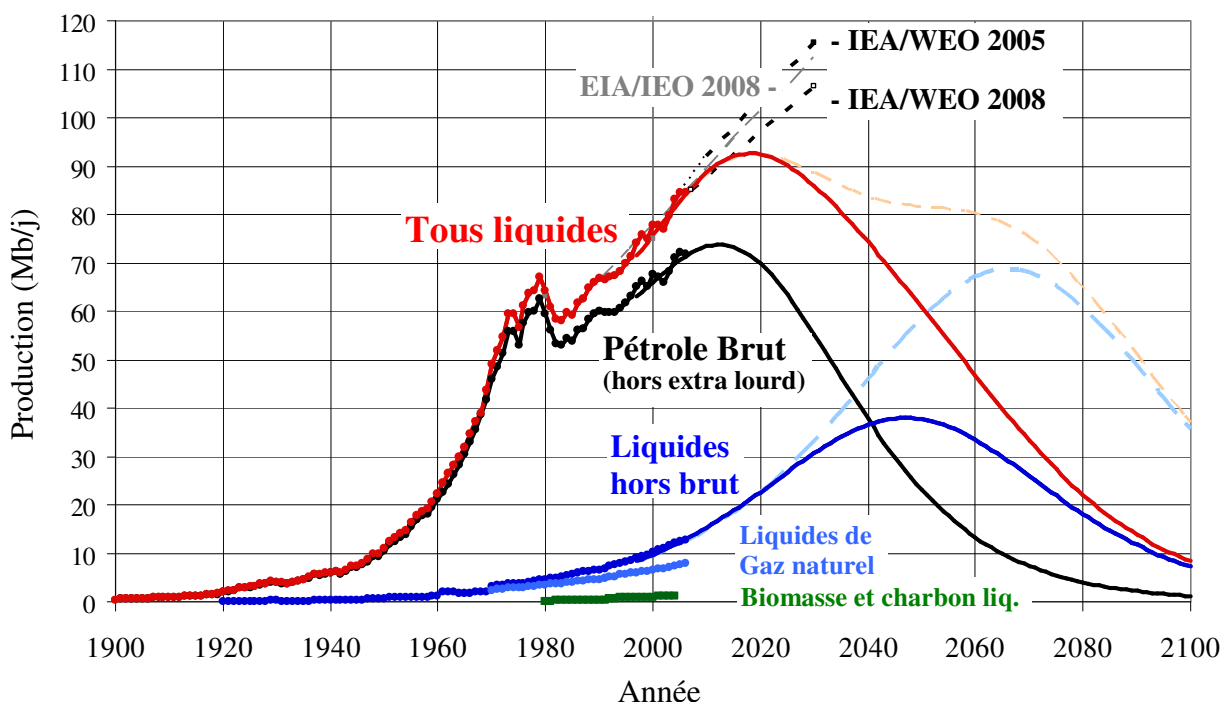


Figure 6 : Modèles de Jean Laherrère pour l'évolution de la production tous liquides (pétrole brut+pétrole extra lourd+liquides de gaz naturel+biomasse et charbon liquéfiés) sans contraintes au niveau des investissements et de la demande, pour des réserves ultimes de 3000 Gb (traits pleins) et 4000 Gb (traits pointillés, scénario estimé comme étant peu probable). Source : J. Laherrère. Comparaison avec les scénarios de référence de l'EIA et de l'IEA.

Cependant, c'est l'offre en combustibles liquides qui importe, aussi les prévisions d'offre doivent comprendre non seulement le *pétrole conventionnel* mais aussi les *pétroles non-conventionnels* (pétroles extra-lourds, sables et schistes bitumineux), les liquides de gaz naturel, les liquides synthétiques issus du gaz naturel, du charbon et de la biomasse, dont la contribution est actuellement marginale mais est appelée à croître dans le futur. J. Laherrère estime à 1000 à 2000 Gb les réserves supplémentaires de ces divers liquides, mais ces sources d'énergie n'influencent que peu la date du pic tous liquides (2010-2020) de par leur mode de production différent, leur faible rendement énergétique, et leur coût élevé; ils ne font qu'atténuer le déclin (Figure 6). Dans le scénario de base de l'IEA WEO1998, l'arrivée de projets identifiés impliquant ces sources d'énergie ne modifie pas non plus globalement la date du pic de production: l'écart entre l'offre et la demande qui apparaît à partir de la période 2010-2020 est attribué sans plus de précision à du pétrole non-conventionnel non identifié.

## 2.2. Scénarios de production à court terme

A l'approche du pic de production, il est nécessaire de tenir compte des contraintes d'investissement (dues à des facteurs géopolitiques, économiques, climatiques,...), car celles-ci influencent la date, la forme et la durée du pic de production. Ces facteurs sont absents des prévisions à *long terme*, mais peuvent être intégrés dans des prévisions à *court terme*, car il existe une fenêtre de visibilité de 6-7 ans concernant l'évolution de la production pétrolière. C'est le temps moyen qu'il faut pour développer un projet pétrolier majeur. Les projets majeurs qui entreront en production d'ici 2015 sont répertoriés, et leur capacité de production évaluée. Il est dès lors possible

d'estimer si ces nouveaux gisements pourront compenser le déclin des gisements en déclin et assurer la hausse de la production mondiale. Cette méthode permet de localiser la date du pic de production si celle-ci se situe dans la fenêtre de visibilité de 6-7 ans.

Selon l'IEA (*WEO2008*), l'ensemble de la production des gisements actuellement en production décline en moyenne de 3,9%/an, si bien qu'entre 2007 et 2030, il faudra développer des capacités de production équivalentes à au moins six Arabie Saoudite. Il s'agit certainement d'un minimum, car c'est sans compter le déclin de ces nouveaux gisements et l'accélération du taux de déclin avec le temps (de 6,7%/an actuellement pour les gisements ayant franchi leur pic à 8,6%/an en 2030 selon le *WEO2008*). Selon l'IEA (*WEO2008*), les projets semblent suffisants jusqu'en 2010 seulement. De 2010 à 2015, les projets répertoriés sont insuffisants et entraînent un déficit de production équivalent à environ 7 mb/j (8% de la production actuelle tous liquides). Vu le temps nécessaire pour développer un projet pétrolier, de nouveaux projets éventuels doivent donc rapidement être approuvés (dans les 2-3 ans) pour éviter toute difficulté d'approvisionnement. L'IEA avertit que l'ampleur des investissements nécessaires pose la question de savoir si les capacités additionnelles prévues seront réellement développées. A partir de la liste des projets pétroliers majeurs, d'autres études concluent également que les nouveaux gisements ne pourront compenser le déclin des vieux gisements que jusqu'en 2011-2012<sup>22</sup>. Ce scénario pessimiste est actuellement aggravé par la crise financière mondiale et les prix bas du pétrole, qui entraînent annulations et retards dans les projets.

Le franchissement du pic pétrolier se présenterait dès lors sous forme de plateau ondulant, un schéma qui a les faveurs de nombreux analystes<sup>23</sup>. Dans le modèle proposé par R. L. Hirsch, la production pétrolière atteint un maximum et reste à ce niveau pendant plusieurs années, fluctuant légèrement (~4%) au gré des aléas économiques, géopolitiques, et financiers, puis entre dans une phase de déclin irréversible de l'ordre de 2% par an. La durée du plateau est estimée entre 2 et 15 ans. Ce modèle correspond au cas européen, pour lequel le plateau a duré 6 ans avec des fluctuations de l'ordre de 3%, et est à présent suivi d'un déclin de 5%/an. Dans une version accélérée de ce scénario, certains pays producteurs, ayant d'importantes rentrées financières, ne craignant plus de contre-choc pétrolier, et voulant faire durer le plus longtemps possible la manne pétrolière, réduisent volontairement leur production. Ce scénario raccourcit la durée du plateau et entraîne un déclin initial plus prononcé de la production. Les conflits pour le contrôle des ressources qui risquent de s'accroître à mesure que le pétrole deviendra cher pourraient conduire à un résultat similaire (cas actuellement de l'Irak et du Nigéria).

### *2.3. Scénarios d'évolution des exportations*

La Belgique étant dépendante entièrement des exportations mondiales de pétrole, l'effet d'un plafonnement ou déclin de la production mondiale sur les exportations doit aussi être évalué. De nombreuses incertitudes existent, puisqu'aux incertitudes liées à la date du pic et au taux de déclin s'ajoutent les incertitudes liées à l'évolution de la consommation des pays producteurs. Les études sur le sujet sont donc peu nombreuses, néanmoins, quelques caractéristiques peuvent être relevées.

---

<sup>22</sup> C. Skrebowski, Energy Institute, Petroleum Review

J. Rubin et al., CIBC, 10 jan. 2008, Occasional Report 65

<sup>23</sup> Voir par exemple R. L. Hirsch, Energy Policy, 2008, 36, 881-889 ; J. Laherrère, 7th Energy & Geopolitics Forum, Club de Nice, 12-14 nov. 2008 ; Y. Mathieu, conférence-débat AFTP-CFE-IFP, 11 mai 2006

Un pays producteur dont la production est en déclin voit ses capacités exportatrices décliner plus rapidement (Figure 7), car la baisse de production est reportée majoritairement sur les exportations et non sur la consommation intérieure. Pour de nombreux pays pétroliers, la consommation intérieure est immunisée contre une hausse du prix du pétrole, car celle-ci stimule l'économie, et donc la consommation de pétrole, mais aussi parce ces pays pratiquent généralement des politiques de subsides qui maintiennent les carburants à des prix bien inférieurs à ce qui est observé sur les marchés internationaux. Certains pays n'ont pas non plus la capacité de substituer rapidement le pétrole par des alternatives en cas de déclin de leur production.

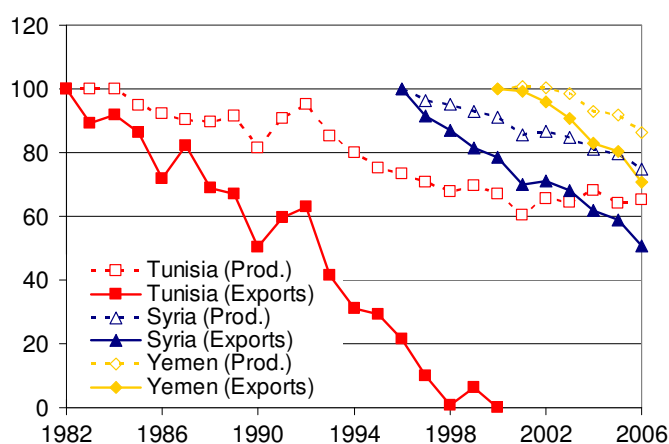


Figure 7 : Evolution comparée de la production et des exportations de pétrole de Tunisie, de Syrie, et du Yémen depuis leur pic des exportations (cette année-là, la valeur 100 est attribuée à la production et aux exportations). Graphique construit à partir de données EIA de production et de consommation.

Le groupe des principaux exportateurs que sont l'OPEP, la Russie, et le Mexique consomment actuellement autant de pétrole que l'Europe, et ont vu leur consommation augmenter fortement ces dernières années. Selon J. Rubin et al.<sup>24</sup>, la conjonction d'une consommation en hausse et d'une production qui peine à augmenter (le Mexique est en net déclin et la Russie voit sa production plafonner) pourrait faire baisser rapidement les exportations de ce groupe de pays (-7% prévu entre 2006 et 2010 ; scénario d'avant la crise économique actuelle). Ce déclin pourrait être compensé un temps par la hausse des exportations canadiennes grâce au développement des sables bitumineux, et la réduction des importations de certains pays dont la production propre augmente, comme le Brésil. Cependant, d'autres pays basculent du statut d'exportateur de pétrole au statut d'importateur (Indonésie depuis 2004, Grande-Bretagne depuis 2006), alors que des pays à la fois importateur et producteur tels que les Etats-Unis doivent compenser la baisse de leur propre production par des importations supplémentaires.

En conclusion, on peut s'attendre à un déclin des exportations mondiales tous liquides avant le déclin de la production, à une accélération de ce déclin à mesure que les pays exportateurs franchissent leur pic de production, et à une diminution du nombre de pays exportateurs (concentration des exportations, au Moyen-Orient principalement). Dans le même temps, le nombre de consommateurs dépendant des importations est attendu en hausse. Ces facteurs combinés

<sup>24</sup> J. Rubin, CIBC, 10 sept. 2007, Occasional Report 62



devraient accroître significativement les tensions sur les prix et les risques géopolitiques. Les exportations mondiales tous liquides plafonnent depuis fin 2004 environ (Figure 8).

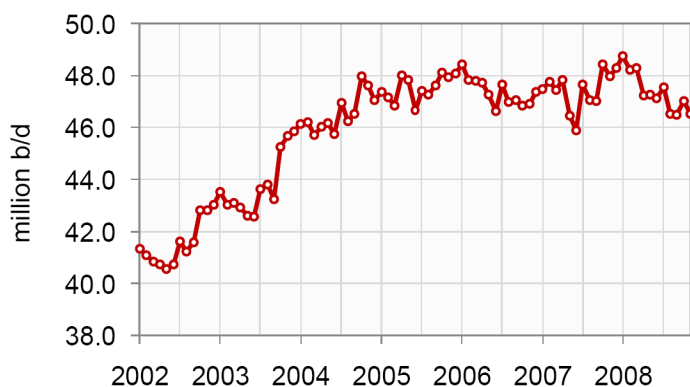


Figure 8 : Evolution des exportations mondiales tous liquides. Source : Peakoil Nederland à partir de données de l'IEA, EIA et JODI.

### 3. Scénarios de disponibilité du gaz naturel

Pour le gaz naturel, les incertitudes concernant les réserves, la date du pic, et l'évolution des approvisionnements, sont bien plus grandes que pour le pétrole. Cela provient de différents facteurs :

- les incertitudes sont plus grandes concernant les données (par exemple, le torchage et les pertes peuvent être significatives mais ne sont pas toujours prises en compte dans les données de production)

- le cycle de production mondiale de gaz naturel étant moins entamé que celui du pétrole (ce qui suppose un pic plus lointain), de nouvelles découvertes et révisions à la hausse de réserves identifiées pourront influencer davantage le pic de production que pour le pétrole. D'autre part, le coût élevé du transport et de la liquéfaction sont un frein au développement de certaines ressources de gaz identifiées. Cela conduit également à une évolution par paliers de la production mondiale, et à plusieurs marchés du gaz relativement indépendants les uns des autres. Un problème d'approvisionnement peut donc apparaître sur un des marchés avant que le pic mondial ne soit atteint.

- les fluctuations saisonnières de la demande influencent le programme de production et peuvent générer des pénuries lors de pics de consommation.

- les caractéristiques propres à l'épuisement des réserves de gaz rendent plus difficile une prévision quant à la date du déclin. La production de gaz *conventionnel* est généralement contrainte pour optimiser les installations ou satisfaire les termes de contrats de livraison, qui privilégient un approvisionnement régulier à un pic élevé. Le profil de production est donc généralement caractérisé par une croissance rapide jusqu'à un long plateau, suivi d'un déclin qui peut se produire bien après que les réserves soient à moitié vides. La contrepartie d'un déclin retardé est qu'il est plus abrupt. Le modèle de l'IEA WEO1998 n'utilisait pas de plateau et permettait à la production d'augmenter jusqu'à ce que les réserves ultimes soient vides à plus de 60%. Une fois ce seuil

franchi, le déclin était fixé à 5%/an. Selon ce modèle, le pic européen (Norvège comprise) était attendu en 2015 à 370 G.m<sup>3</sup>/an, mais il eut lieu en 2004 à 330 G.m<sup>3</sup>/an<sup>25</sup>.

Vu la difficulté à modéliser des profils de production sous forme de plateau (hauteur du plateau, niveau d'épuisement des réserves qu'il est possible d'atteindre avant que ne se produise le déclin), nous avons estimé que l'utilisation de courbes de Hubbert symétriques (pic atteint lorsque l'ultime est vide à 50%)<sup>26</sup> constituait une approche suffisante pour atteindre le but de cette étude : localiser une date autour de laquelle des problèmes de production devraient commencer à apparaître. Retenons qu'il s'agit de scénarios sans contraintes, et que des facteurs technologiques, économiques et politiques influenceront la forme du pic de production. Il est ainsi possible dans une certaine mesure d'obtenir des scénarios alternatifs présentant des pics de production plus élevés, en développant et vidant plus rapidement les réserves, mais cela entraîne un déclin plus rapide de la production une fois le pic franchi. Ce facteur est notamment à l'origine du déclin rapide des productions pétrolières britannique, danoise, et norvégienne (-7 à -10%/an), et de la production de gaz naturel britannique (-8,4%/an prévu sur la période 2006-2030<sup>27</sup>).

### 3.1. Scénarios de production à long terme

Selon certaines sources, les réserves 2P de gaz naturel *conventionnel* déclinent légèrement depuis la fin des années 1980s (Figure 9, gauche), signalant que les nouvelles découvertes ne remplacent pas suffisamment le gaz produit, alors que d'autres sources indiquent au contraire que les nouvelles découvertes furent légèrement supérieures à la production. Cette contradiction apparente est à mettre sur le compte d'incertitudes dans les données et correspond à une situation où la quantité de gaz produite annuellement est globalement similaire aux découvertes. Contrairement aux réserves 2P, les réserves 1P continuent à augmenter rapidement et délivrent un message beaucoup plus optimiste.

Si pour certains, il reste encore d'importantes réserves à découvrir, pour d'autres, les quelques grosses découvertes qui peuvent être espérées dans le futur ne parviendront pas à renverser la tendance à la baisse des découvertes qui débuta à la fin des années 1960s. Cette observation explique pourquoi, comme pour le pétrole, les estimations des réserves ultimes de gaz *conventionnel* ne semblent pas avoir beaucoup changé au cours des 30 dernières années<sup>28</sup>. Elles sont évaluées à environ 300 T.m<sup>3</sup> (billions de m<sup>3</sup> ou Tera m<sup>3</sup>)<sup>29</sup>. Sur cette base, le pic du gaz est plus éloigné que ne l'est le pic du pétrole, car seul un peu moins du tiers de l'ultime a été consommé (90 T.m<sup>3</sup>), contre la moitié pour le pétrole. Cependant, la demande en gaz naturel est attendue en croissance d'environ 1,8% par an<sup>30</sup>. Dans un scénario de J. Laherrère basé sur 300 T.m<sup>3</sup> où la production est libre de contraintes économiques et politiques, le gaz naturel atteindrait son pic vers 2025 (Figure 9, droite). Ce scénario inclut environ 60 T.m<sup>3</sup> de réserves supplémentaires de gaz *non conventionnel*.

<sup>25</sup> IEA WEO2008

<sup>26</sup> Ce modèle se rapproche de celui de C. Campbell, qui centre le plateau de production au moment où les réserves sont à moitié vides.

<sup>27</sup> IEA WEO2008

<sup>28</sup> IEA WEO1998, R.W. Bentley 2002, Energy Policy 30 (2002) 189–205

<sup>29</sup> 1 Tcf (Trillion cubic feet) = 28.32 G.m<sup>3</sup> = 167 Mbep (Million de barils d'équivalent pétrole) = 23.31 Mtep (Million de tonnes d'équivalent pétrole)

<sup>30</sup> IEA WEO 2008

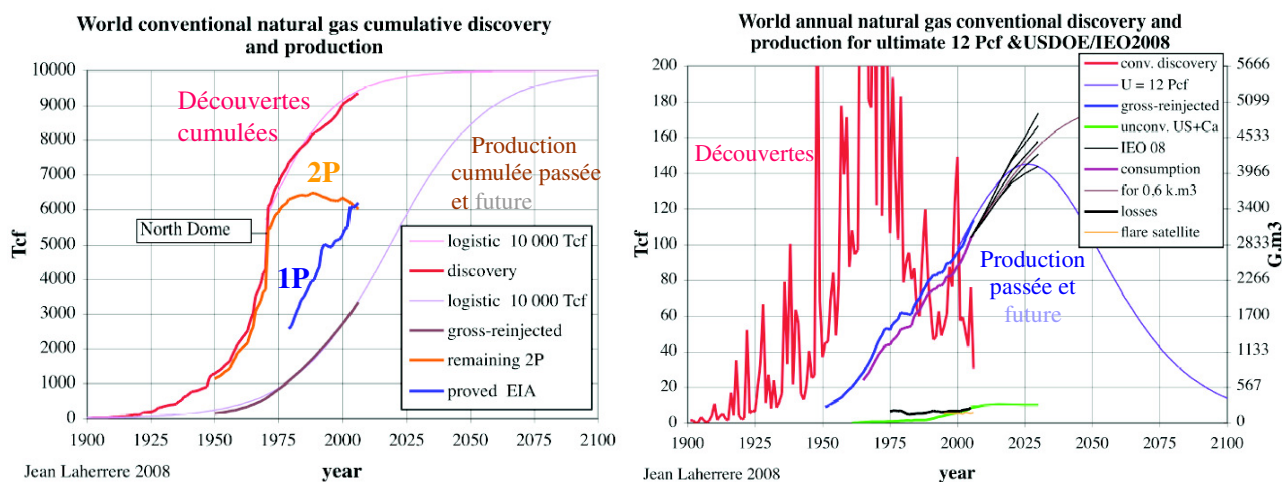


Figure 9 : (gauche) Evolution des découvertes cumulées, des réserves 1P et 2P, et de la production de gaz naturel conventionnel. (droite) Evolution des découvertes de gaz naturel conventionnel, et modèle d'évolution de la production de gaz naturel conventionnel et non-conventionnel sans contraintes au niveau des investissements et de la demande, pour des réserves ultimes de 360 T.m<sup>3</sup>. Source : J. Laherrère.

### 3.2. Scénarios d'approvisionnement pour l'Europe

L'existence de plusieurs marchés du gaz relativement isolés les uns des autres rend l'importance du pic mondial toute relative, et il est plus important de se focaliser sur la situation du marché européen dont fait partie la Belgique. L'Europe assure ses approvisionnements en gaz naturel principalement via sa production propre, la Russie (qui achète du gaz à d'autres pays de l'ancienne Union Soviétique pour honorer ses contrats), la Norvège et l'Algérie (Figure 10).

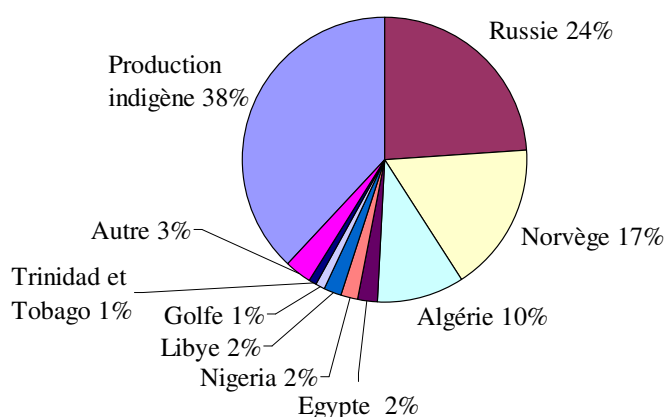


Figure 10 : Sources d'approvisionnement en gaz naturel de l'Europe des 25 en 2006 selon Eurogas.

Nous allons évaluer en premier lieu l'évolution possible de la production et/ou exportation de ces différents acteurs, en utilisant les scénarios de J. Laherrère comme référence<sup>31</sup>.

### 1) Production Propre.

Bien que la principale source d'approvisionnement de gaz naturel de l'Europe est jusqu'à présent locale (38% des approvisionnements en 2006.), il existe un consensus pour affirmer que les perspectives sont mauvaises. La production de l'Europe des 27 a atteint un plateau dans le milieu des années 1990s à 250 G.m<sup>3</sup>/an et a entamé un déclin rapide vers 2004. Selon l'OME<sup>32</sup>, la production devrait baisser de 50% d'ici 2020 et de 75% d'ici 2030 par rapport au plateau. L'IEA a récemment revu ses perspectives à la baisse et prévoit un déclin d'environ 65% pour 2030<sup>33</sup>.

### 2) Norvège.

La Norvège produit 95 G.m<sup>3</sup>/an, exporte 80 G.m<sup>3</sup>/an, et assurait en 2006 17% des approvisionnements de l'Europe. Les réserves 2P et 1P diminuent depuis 2000. Il existe un consensus pour affirmer que la production et les exportations vont croître jusque 2015 environ. Ensuite, ce sera au mieux une stagnation, au pire un déclin. J. Laherrère estime l'ultime à 4,4 T.m<sup>3</sup>, dont un tiers a déjà été produit. Sur cette base, un scénario sans contraintes conduit à un pic de production de 110 G.m<sup>3</sup>/an en 2015. Le Norwegian Petroleum Directorate (NPD) évalue l'ultime entre 3,4 et 6,6 T.m<sup>3</sup> et prévoit d'atteindre un plateau de production de 130 G.m<sup>3</sup>/an vers 2013, lequel est estimé pouvoir se maintenir jusqu'en 2020 (les prévisions s'arrêtent à cette date). Ce dernier scénario suppose qu'il est possible de vider les réserves à plus de 65% avant que ne s'engage un déclin rapide (si ultime proche de 4,4 T.m<sup>3</sup>) ou que des découvertes plus importantes qu'anticipées par J. Laherrère auront lieu dans les 10 ans.

### 3) Algérie

L'Algérie produit 105 G.m<sup>3</sup>/an (dont 15-20% est perdu par torchage et autre), exporte 60 G.m<sup>3</sup>/an, et assurait en 2006 10% des approvisionnements de l'Europe. Les réserves 2P diminuent depuis 1970, les découvertes étant inférieures à la production depuis cette date, alors que les réserves 1P continuent d'augmenter (Figure 11). J. Laherrère estime l'ultime à 6,0 T.m<sup>3</sup>, dont un tiers a déjà été produit. Sur cette base, un scénario sans contraintes conduit à un pic de production supérieur à 120 G.m<sup>3</sup>/an en 2015. Le potentiel d'exportation maximum pour cette date est estimé à 100 G.m<sup>3</sup>/an (c'est-à-dire en supposant les pertes négligeables).

<sup>31</sup> Voir notamment J. Laherrère, Workshop "Natural Gas Security in Central Europe", 22 avril 2008

<sup>32</sup> Observatoire Méditerranéen de l'Énergie, Natural gas : Supply and market Security Issues – Europe and its suppliers, 2007

<sup>33</sup> La production OCDE Europe (Norvège comprise) était vue en déclin de seulement 0,5%/an dans le WEO2006 ; le déclin est estimé à 1,4%/an dans le WEO2008.

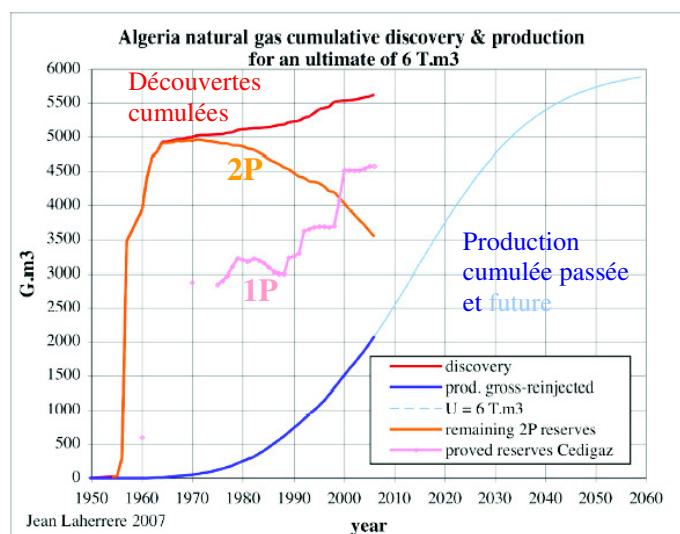


Figure 11 : (gauche) Evolution des découvertes cumulées, des réserves 1P et 2P, et de la production de gaz naturel pour l'Algérie pour un ultime de 6,0 T.m<sup>3</sup>. Source : J. Laherrère.

#### 4) Russie

La Russie produit 700 G.m<sup>3</sup>/an (dont 50 G.m<sup>3</sup>/an est estimé perdu par torchage) et exporte 200 G.m<sup>3</sup>/an. Elle assurait 24% des approvisionnements de l'Europe en 2006. La Russie possède les réserves de gaz naturel les plus importantes du monde. Cependant, de nombreuses incertitudes existent concernant leur montant, les Russes ayant leur propre système de classification. Les Russes affirment que leurs chiffres dits ABC1 sont équivalents à des chiffres 1P, mais selon certains, ces chiffres sont basés sur le taux de récupération maximal théorique et correspondent plutôt à des chiffres 3P. En se basant notamment sur l'évolution du déclin de la production de gisements matures comme Urengoy<sup>34</sup>, J. Laherrère estime que les chiffres ABC1 devraient être réduits d'environ 30% pour les faire correspondre à des chiffres 2P. Les réserves restantes 2P seraient dès lors d'environ 25 T.m<sup>3</sup>, soit bien en-dessous des chiffres 1P fournis par Cedigaz, 48 T.m<sup>3</sup>. Les courbes d'écrouissage utilisant les données ABC1 convergent vers un ultime de 64 T.m<sup>3</sup>, qui serait ramené à 45 T.m<sup>3</sup> en utilisant cette correction de 30%. Dans ce cas, les réserves ultimes de la Russie seraient vides à environ 40%, le pays ayant déjà produit environ 20 T.m<sup>3</sup>. Un scénario sans contraintes conduit à un pic de production de 800 G.m<sup>3</sup>/an en 2015, suivi d'un déclin. Etant donné que plus de 70% de la production russe (si on y inclus le torchage) est consommée par les Russes eux-mêmes, un faible déclin de la production (ou hausse de la consommation intérieure) se traduit par un brusque déclin des exportations (15% de baisse de production reportée entièrement sur les exportations divise ces dernières par deux). J. Laherrère estime que les exportations tomberaient à zéro peu après 2030, dans un scénario de stabilisation de la consommation intérieure au niveau actuel.

<sup>34</sup> L'ultime est déclaré à plus de 350 Tcf (IHS 2007), mais la courbe de déclin et les projections de différents analystes (Stern, Milov) indiquent plutôt 250 Tcf.

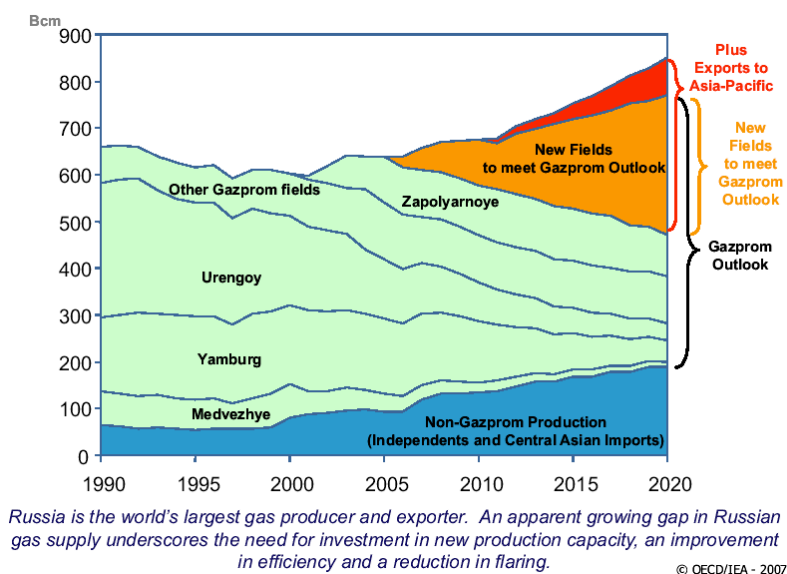


Figure 12 : Perspective d'évolution de la production russe de gaz naturel. Source : IEA 2007

Ce scénario peut paraître extrême, sachant que la Russie dispose des plus vastes réserves mondiales (même si on suppose qu'elles sont surestimées) et qu'il est aussi le premier producteur mondial. Cependant, les difficultés de production sont déjà visibles actuellement. Le principal producteur de gaz naturel russe, Gazprom, fait face au déclin des quatre gisements géants (Urengoy, Yamburg, Medvezhye, et Zapolyarnoye) qui assurent 80% de sa production. Selon l'IEA, en 2020, plus de la moitié de la production de Gazprom devra provenir de nouveaux gisements à mettre en production entre 2005 et 2020 (Figure 12). Gazprom développe les gisements géants Bovanenkovskoye dans la péninsule de Yamal et Shtokman en mer de Barents, et leur entrée en production est prévue vers 2012. Cependant, de nombreux observateurs estiment que l'escalade des coûts et les contraintes techniques et climatiques vont entraîner des retards importants. Si ces difficultés sont surmontées, les deux projets combinés devraient apporter un maximum de 185 G.m<sup>3</sup>/an<sup>35</sup>, ce qui est encore loin des 350 G.m<sup>3</sup>/an de capacité que Gazprom doit développer à l'horizon 2020 pour que ses perspectives soient remplies. Nombreux sont ceux qui, depuis plusieurs années, doutent que la Russie puisse honorer ses contrats d'exportations à l'avenir. Dès 2004, le Clingendael International Energy Programme<sup>36</sup> avertit qu'un approvisionnement déficitaire pourrait se produire à partir de 2007 déjà. En 2006, l'Oxford Institute of Energy Studies<sup>37</sup> avertit que Gazprom sera incapable de continuer à augmenter ses exportations de gaz vers l'Europe à partir de 2010, date à laquelle l'Europe pourrait subir ses premières coupures de gaz. Cap Gemini prévint que cette situation mènera à une crise du secteur de production d'électricité dès 2010. Certains estiment que les questions géostratégiques qui enveniment chaque hiver les relations entre la Russie et ses voisins dissimulent en réalité un problème de production majeur. Avec une production en baisse, Gazprom ne parviendrait pas à satisfaire la demande lors des pics de consommation hivernaux et serait amené à faire des choix: limiter la demande intérieure russe et/ou les exportations via le relèvement des

<sup>35</sup> IEA WEO2008

<sup>36</sup> Clingendael International Energy Programme (CIEP), Institute for International Relations 'Clingendael', Study on Energy Supply Security and Geopolitics, DGTREN, janvier 2004, pg 22

<sup>37</sup> J. Stern, "The new security environment for european gas: worsening geopolitics and increasing global competition for LNG", Oxford Institute for Energy Studies, octobre 2006

tarifs et/ou des coupures d’approvisionnement. Ces options ont été appliquées ces dernières années à la fois à la population russe, aux pays issus de l’ex-URSS (Géorgie, Ukraine, Biélorussie), et à l’Union Européenne.

Pour combler le déficit de production, la stratégie à court-terme suivie par Gazprom est d’augmenter ses achats de gaz en Asie Centrale. Selon V. Milov<sup>38</sup>, Gazprom n’aura aucun moyen d’empêcher le déclin de sa production domestique à partir de 2008, et pour 2010, il devra acheter 100 Tcf de gaz en Asie Centrale, la majorité provenant du Turkménistan. Le Turkménistan a d’ambitieux projets de production, mais ces projets font actuellement débat, personne ne sachant réellement le montant des réserves, ni si ces réserves ou les investissements seront suffisants pour compenser le déclin des gisements matures qui fournissent l’essentiel de la production actuelle<sup>39</sup>. Certains estiment que la production de gaz turkmène va bientôt diminuer<sup>40</sup>, d’autres qu’elle peut augmenter. J. Laherrère a présenté un scénario pessimiste (ultime = 3,5 T.m<sup>3</sup> avec un pic maintenant) et un scénario optimiste (ultime = 10 T.m<sup>3</sup> avec un pic en 2040 à plus de 130 G.m<sup>3</sup>/an, contre 60 G.m<sup>3</sup>/an actuellement), ce qui donne une idée du degré d’incertitude concernant ce pays. A cela s’ajoute un projet de pipeline entre le Turkménistan et la Chine, qui devrait être terminé en 2009. L’arrivée de la Chine en tant que client risque d’accélérer l’arrivée d’une crise des approvisionnements en gaz, tant en Russie qu’en Europe.

Des scénarios de pic de production sans contraintes appliqués à d’autres pays exportateurs de gaz importants indiquent que les prochains pays à atteindre leur pic sont Trinidad (2015) et l’Egypte (2017). Il n’y a aucun pic prévu pour le Nigéria, la Libye, l’Iran, et le Qatar d’ici 2030<sup>41</sup>, et ces pays sont appelés à jouer un rôle accru dans le futur, principalement via la livraison de gaz naturel liquéfié.

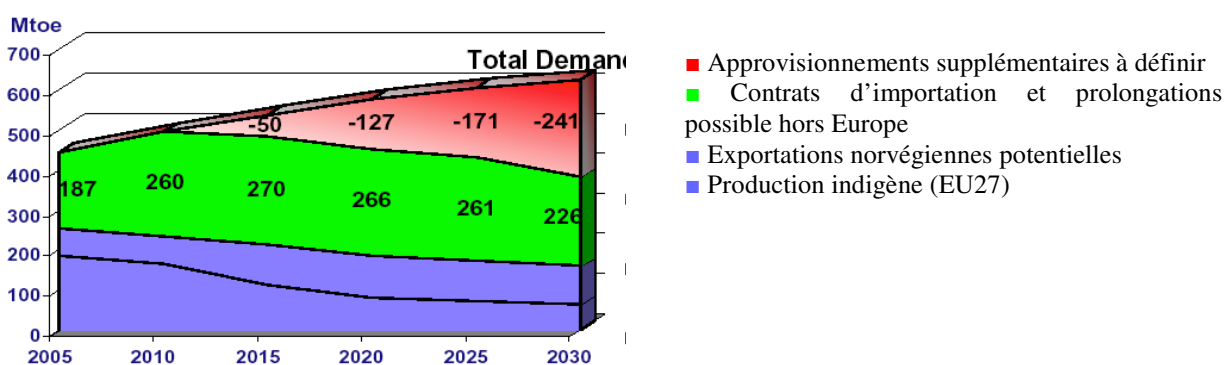


Figure 13 : Prévisions d’approvisionnement en gaz naturel de l’Europe des 27 selon Eurogas.

La Figure 13 représente l’évolution future de la demande européenne (EU 27) en gaz naturel et des approvisionnements en fonction de leur origine selon Eurogas. La demande est prévue en augmentation d’environ 30% entre 2006 et 2030, passant d’environ 450 à 600 G.m<sup>3</sup>/an. Le déclin de la production propre conduit celle-ci à ne plus représenter que 10% des approvisionnements en 2030 contre 38% en 2006. La Norvège voit sa contribution augmenter jusqu’en 2015 pour ensuite se stabiliser jusqu’en 2030. Ce scénario nous semble peu probable, sachant que maintenir la

<sup>38</sup> V. Milov, Institute for Energy Policy, 2006

<sup>39</sup> IEA WEO2008, R. Goetz, Germany's Institute for International and Security Affairs, 2006

<sup>40</sup> N. M. Victor, Program on Energy and Sustainable Development, Université de Stanford

<sup>41</sup> J. Laherrère, 2008

production constante ne serait-ce que jusqu'en 2020 repose déjà sur la réalisation de suppositions très optimistes. Selon Eurogas, les contrats d'importation et prolongations possibles hors Europe (principalement Russie et Algérie actuellement) plafonnent en 2015, puis déclinent après 2025. Au vu de la situation russe actuelle et de la concurrence prochaine de l'Asie sur ce marché, ce scénario pourrait lui aussi devoir être revu à la baisse. Si cependant les prévisions optimistes concernant la Norvège et la Russie se réalisaient, il resterait encore à définir la provenance de 40% des approvisionnements de l'Europe. D'où viendra ce gaz ? Parmi les producteurs appelés à jouer un rôle croissant au niveau mondial se trouvent les pays d'Afrique et du Moyen-Orient cités plus haut, mais leurs exportations largement sous forme liquéfiée placent l'Europe en compétition directe avec d'autres marchés de consommateurs (notamment l'Amérique du nord et l'Asie) et vont requérir d'importants investissements. A l'échelle mondiale, l'IEA (*WEO2008*) estime que les investissements en capacités de production, en capacités de liquéfaction, et en pipelines à longue distance, pourraient se révéler insuffisants à moyen terme pour satisfaire la croissance de la demande, en particulier si les producteurs d'électricité augmentent d'avantage la construction de centrales alimentées en gaz naturel. L'IEA avertit que cela pourrait conduire à des pénuries physiques en cas de perturbation soudaine des approvisionnements ou de hausse exceptionnelle de la demande, pour cause climatique par exemple. Ce qui est vrai d'une manière générale s'applique encore davantage à une Europe à la production déclinante et dépendante d'une Russie désormais non fiable. La sécurité des approvisionnements en gaz naturel de l'Europe est donc certainement encore plus précaire que celle ayant trait au pétrole.

#### 4. Conclusion

La présente étude indique que des difficultés physiques d'approvisionnement tant en gaz que en pétrole sont prévisibles d'ici 2015 et s'accroîtront dans le futur. Ces difficultés sont liées à l'approche de pics de production (pic global dans le cas du pétrole, pic locaux dans le cas du gaz naturel), certains étant en avance sur le calendrier par manque d'investissements. La situation du gaz naturel est d'autant plus préoccupante que l'utilisation d'autres sources d'énergie dépend du gaz naturel de par son rôle primordial dans la stabilité du réseau électrique, et que la demande est attendue en forte hausse en Europe. Cette situation nouvelle requiert une adaptation vigoureuse et rapide des politiques énergétiques des différents pays concernés afin d'anticiper le déclin des approvisionnements et/ou des prix élevés et volatils.



## Commentaires sur le projet d'étude prospective électricité 2008-2017

Dans le scénario de référence de l'étude prospective, la forme d'énergie dont le développement est privilégié pour produire l'électricité est le gaz naturel. Plus de la moitié des nouvelles capacités à installer entre 2005 et 2020 est constituée de centrales brûlant du gaz naturel (voir 7.1.4), ce qui accroît la consommation de gaz naturel de 8% sur la période étudiée (voir 7.1.5). Dans le même temps, la consommation des autres secteurs, qui représentent les deux tiers de la consommation totale du pays, croît de 21%. Ce scénario, qui correspond à la poursuite de la « ruée » sur le gaz naturel entamée depuis plusieurs années, n'est pas supporté par notre analyse des perspectives d'approvisionnements en gaz et pétrole. Le scénario de référence a peu de chance de se produire, tant pour une question de prix (ce scénario est basé sur des prix constants jusqu'en 2030 de 60\$/baril pour le pétrole et de 40-50\$/équivalent baril pour le gaz, alors qu'il faut plutôt s'attendre à des prix élevés et volatils), que de disponibilité physique du gaz naturel. Des « crises du gaz » telles que celles qui ont touché l'Italie pendant l'hiver 2005-2006<sup>42</sup> et la Grande-Bretagne pendant l'hiver 2006-2007<sup>43</sup> risquent de se faire plus fréquentes à mesure que la production européenne de gaz décline et que la date des pics de production de nos principaux fournisseurs se rapproche (vers 2015). Or c'est précisément au moment où les difficultés d'approvisionnement augmenteront que, selon le scénario de référence, la moitié des investissements en nouvelles centrales à gaz aura lieu (entre 2016 et 2020), et que le gaz sera supposé constituer la principale source d'énergie pour la production d'électricité, après le nucléaire. Un changement de cap radical en matière de politique énergétique est dès lors nécessaire, et ce dès maintenant, car l'adaptation d'un système énergétique nécessite du temps, en partie incompressible, et des surcoûts qui augmenteront à mesure que l'on devra aller vite (voir plans de gestion du franchissement du pic pétrolier, page suivante).

Nous suggérons également de réaliser une étude prospective sur l'approvisionnement en énergies introduisant comme données de base pour la modélisation un déclin de la production mondiale de pétrole et des contraintes d'approvisionnements en gaz naturel devant survenir à court terme (d'ici 2015). Cette étude devrait permettre d'obtenir des données essentielles pour la gestion de la transition, telles que :

- l'impact d'un déclin de l'offre sur le prix des énergies fossiles et alternatives
- l'adaptation de la demande<sup>44</sup>
- la vitesse possible de développement d'énergies de substitution
- des scénarios de développement de mix énergétique adaptés à la nouvelle donne énergétique mondiale

---

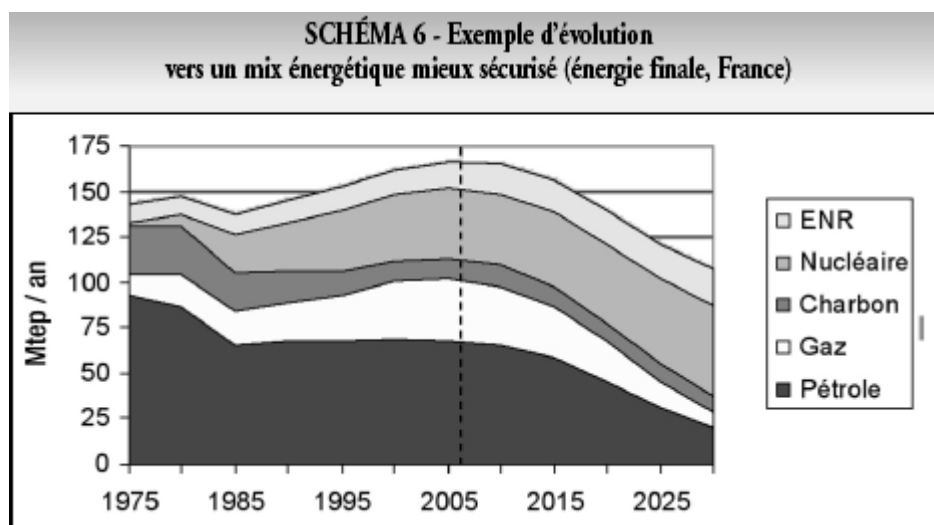
<sup>42</sup> Voir IEA WEO2008

<sup>43</sup> Cette crise est directement liée au déclin rapide de la production britannique de gaz naturel

<sup>44</sup> Concernant l'électricité, une hausse des prix de l'électricité serait de nature à réduire la demande. Cependant, la plupart des énergies alternatives non-fossiles se retrouvant sous forme d'électricité, des phénomènes de substitution tels que le développement d'un parc automobile électrique auront pour effet de soutenir la demande.

## Des plans d'urgence pour gérer le franchissement du pic pétrolier ?

Selon différentes études, sans préparation suffisante en vue du franchissement du pic pétrolier, la nécessaire reconfiguration de l'ensemble du monde énergétique devra se faire dans le cadre de plans d'urgence qui ne porteront leurs premiers effets visibles qu'au bout de 15 à 20 ans, et qui nécessiteront de 30 à 50 ans pour être développés pleinement<sup>45</sup>. Selon les régions du monde, les plans d'urgence seront différents en fonction des ressources disponibles (charbon et pétroles non conventionnels en Amérique du Nord, charbon en Asie). L'Europe se trouvera en moins bonne posture, ne disposant ni de réserves fossiles et fissiles importantes. La Figure ci-dessous reprend un plan d'urgence adapté à la France élaboré par Y. Bamberger et B. Rogeaux (EDF R&D). Ce plan est basé sur des modélisations indiquant des tensions liées au pétrole vers 2015-2020 et conduit à une réduction progressive de la consommation des énergies hydrocarbonées au profit de l'électricité d'origine nucléaire<sup>46</sup> et renouvelable; la consommation d'énergie finale baisse fortement. Les 10 premières années, les inflexions concernant la consommation sont très faibles, démontrant l'importance du facteur temps, qui est présenté comme étant la ressource la plus rare du monde énergétique.



*Exemple d'évolution vers un mix énergétique mieux sécurisé pour la France (énergie finale) dans le cadre d'un plan d'urgence démarrant pour l'exemple en 2006. Les 10 premières années, les inflexions sont très faibles. Source : Y. Bamberger, B. Rogeaux (EDF R&D)*

<sup>45</sup> R. L. Hirsch (SAIC), R. H. Bezdek, R. M. Wendling (MISI), 'Peaking of world oil production: impacts, mitigation, & risk management', U.S. DOE, 2005

Y. Bamberger, B. Rogeaux (EDF R&D), 'Quelles solutions des industriels peuvent-ils apporter aux problèmes énergétiques?', Revue de l'Energie, 575, janvier-février 2007

<sup>46</sup> L'étude souligne qu'en cas de redémarrage rapide du nucléaire, la question de la sécurisation des approvisionnements en uranium se posera également.