Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

PREMIER MINISTRE

Centre d'analyse stratégique

Septembre 2012
n°280
LA NOTE D'ANALYSE
Développement durable

Vers des prix du pétrole durablement élevés et de plus en plus volatils

Il est particulièrement complexe de prédire l'évolution de la production pétrolière mondiale et de sa capacité à répondre à la demande : les principales incertitudes sont liées à l'ampleur de la croissance des pays émergents, au déclin plus ou moins rapide de la production des grands gisements pétroliers actuels, ainsi qu'aux événements d'origine naturelle ou accidentelle, mais aussi et surtout géopolitique, qui peuvent affecter, à tout moment, la production. Dans un marché aujourd'hui tendu, une croissance rapide des pays émergents, une perturbation de la chaîne pétrolière mondiale, voire sa simple évocation, pourraient entraîner **à court terme** la disparition des capacités excédentaires de production – largement concentrées en Arabie saoudite –, un accroissement substantiel des cours et, ainsi que l'envisage l'Agence internationale de l'énergie, des déséquilibres entre offre et demande pétrolières mondiales. Si, au-delà de 2020, la production des pétroles conventionnels entame un déclin et que la demande des pays émergents continue à progresser, des déséquilibres plus massifs pourraient apparaître, induisant de potentielles tensions géopolitiques. La maîtrise de la demande constituerait alors la meilleure réponse. À défaut, les ressources d'hydrocarbures non conventionnels, considérables, devraient permettre de répondre à la demande, à condition toutefois que leur développement soit suffisamment rapide et que leurs conditions d'exploitation respectent l'environnement.

Un consensus émerge aujourd'hui sur le maintien des prix du pétrole élevés (supérieurs à 100 $/baril) et volatils dans les années à venir, permettant à certains pays producteurs de poursuivre leur développement, mais amplifiant pour la France les effets négatifs sur la croissance économique d'une facture pétrolière (plus de 49 milliards d'euros en 2011) qui pèse de plus en plus lourd dans notre déficit commercial.

Dans tous les cas, les enjeux climatiques, le poids de la facture pétrolière sur notre économie, la garantie de notre approvisionnement énergétique ainsi que les incertitudes techniques ou géopolitiques sur la production pétrolière appellent à une réduction de notre consommation pétrolière, à une accélération du mouvement de la transition vers une économie décarbonée et à un développement de nos propres ressources énergétiques. ■

LES ENJEUX

Ainsi que le rappelait régulièrement André Giraud, "le pétrole est une matière première qui a un fort contenu diplomatique et militaire, un contenu fiscal important et, accessoirement, un pouvoir calorifique[1]". Comme beaucoup de matières premières, il est confronté à des incertitudes d'ordres scientifique et technique – sur l'état des réserves en particulier – et à un manque de transparence sur l'état précis des ressources des principaux pays producteurs[2]. Quant à l'Arabie saoudite, seul pays disposant de capacités excédentaires de production lui conférant généralement le rôle de "stabilisateur des marchés pétroliers", les doutes portent moins sur l'ampleur de ses réserves prouvées que sur sa capacité à maintenir son niveau de production actuel dans la décennie 2020-2030. Depuis le début des années 2000, les prix du pétrole suivent une tendance persistante à la hausse, essentiellement due aux fondamentaux physiques : le prix du baril était voisin de 30 dollars au début des années 2000, il a été multiplié par un facteur supérieur à trois en dix ans. Par nature les prix du pétrole sont impossibles à prévoir : les éléments qui suivent correspondent aux meilleures informations disponibles actuellement sur ce sujet. Après avoir présenté l'état actuel des réserves pétrolières mondiales, la présente note s'interroge sur les conséquences d'un déclin plus rapide que prévu de la production, en particulier de l'Arabie saoudite, et envisage les alternatives possibles.

ANALYSE ACTUELLE DES RÉSERVES PÉTROLIÈRES

Une ressource apparemment abondante

On appelle **"ressources"** les volumes d'hydrocarbures en place, c'est-à-dire la quantité de pétrole présente dans le sol : c'est une donnée géologique, ne faisant intervenir aucune considération technique ou économique, mais dont la connaissance comporte bien évidemment de grandes incertitudes. Les **réserves,** quant à elles, désignent la partie techniquement et économiquement exploitable de ces ressources à un instant donné : c'est le volume de pétrole qui pourra être extrait des gisements par l'industrie pétrolière, avec les techniques du moment, dans le cadre d'un investissement rentable. Elles dépendent donc du prix du pétrole et de l'état de la technologie. L'estimation des réserves est un processus complexe qui peut se comparer à "chercher à mesurer les stocks d'un entrepôt en regardant par le trou de la serrure après avoir fait le tour du bâtiment[3]". La définition des réserves repose sur des notions probabilistes. Les réserves "prouvées" (dites P90 ou 1P) désignent les volumes de pétrole que l'on pourra extraire avec les techniques actuelles et dans les conditions économiques courantes avec une probabilité supérieure à 90 %. Pour un même gisement, on évalue également des réserves "probables" (P50 ou 2P, probabilité de récupération supérieure à 50 %) et des réserves "possibles" (P10 ou 3P, probabilité supérieure à 10 %).

Dans sa dernière estimation[4], BP évalue les réserves prouvées à 1 380 Giga barils (Gb)[5], soit 46 ans de production au rythme de production actuel (82 millions de barils par jour).

En outre, les ressources de pétroles non conventionnels, comme nous le verrons plus loin, sont considérables (environ 3 000 Gb selon l'AIE)[6].

Figure 1 :
Répartition des réserves mondiales de pétrole

Source : CIA, The world factbook 2009.

(1) Citation d'André Giraud, ancien directeur général adjoint de l'Institut français du pétrole (IFP), ancien ministre de l'Industrie.
(2) De la majorité des pays de l'OPEP, mais également de la Russie.
(3) Citation d'Yves Mathieu, ancien ingénieur géologue de l'Institut français du pétrole.
(4) BP (2011), *Statistical review of world energy June 2011*, juin.
(5) Ces chiffres incluent le pétrole brut conventionnel, les liquides de gaz naturel (qui sont des hydrocarbures légers contenus dans le gaz naturel, coproduits de sa purification : éthane, propane, butane, pentane), ainsi que les réserves prouvées de pétrole non conventionnel (hors les 143 Gb de sables bitumineux canadiens). Les réserves de schistes bitumineux et d'huiles de schiste, non prouvées, sont exclues.
(6) AIE, World Energy Outlook 2008.

L'essentiel des réserves conventionnelles (77,2 %) se trouve dans les pays de l'OPEP[7].

Tableau 1 :
Les dix principaux pays producteurs de pétrole

Pays	Production 2010 (Mb/j)	Pourcentage
1. Russie	10.5	12.6 %
2. Arabie saoudite	10	12%
3. Etats-Unis	7.8	9.3 %
4. Iran	4.2	5.2 %
5. Chine	4.1	5.2 %
6. Canada	3.4	4 %
7. Mexique	3	3.7 %
8. Emirats Arabes Unis	2.9	3.5 %
9. Koweït	2.5	3.1 %
10. Venezuela	2.7	3.2 %
Total production pétrolière mondiale	**83.6**	**100 %**
OPEP	34.8	41.6 %
Non OPEP	48.8	58.4 %
Pétrole brut conventionnel	69.3	82.9 %
Liquides de gaz naturel (NGL)*	11.7	14 %
Pétrole non conventionnel	2.6	3.1 %
Total approvisionnement pétrolier mondial	**87**	**100 %**
Dont Gains de raffinage**	2.1	2.4 %
Dont Biocarburants	1.3	1.5 %

Source : Agence internationale de l'énergie (2011), World Energy Outlook 2011, novembre.

* Liquides de gaz naturel *(Natural Gas Liquids)* : pétrole contenu dans les gisements de gaz naturel.
** Augmentation de volume se produisant lors du raffinage du pétrole du fait que les produits raffinés à la sortie sont globalement moins denses que le pétrole brut à l'entrée.

Une augmentation des réserves liée à la technologie et à la classification plutôt qu'à de nouvelles découvertes

Le volume des réserves prouvées n'a cessé d'augmenter depuis les années 1980. Estimées à 30 années de production courante en 1980, les réserves prouvées s'élèvent, comme nous l'avons vu selon la dernière estimation de BP, à 46 années de production courante. D'importantes découvertes ont eu lieu : par exemple le champ supergéant de Kashagan au Kazakhstan[8] ou, en eaux profondes, les champs pré-salifères au Brésil, au large de la Guyane française et dans le golfe de Guinée. Pourtant, depuis environ vingt-cinq ans, les découvertes ont été inférieures chaque année de moitié à la production[9], et la taille moyenne des champs découverts est en diminution sensible (figure 3). Entre 1996 et 2003, plus de 60 % du renouvellement des réserves furent le résultat des réévaluations ou des extensions de champs existants, et non de nouvelles découvertes[10]. L'augmentation des réserves prouvées correspond ainsi en bonne partie à une plus grande certitude dans l'évaluation des ressources en place récupérables d'un champ en cours d'exploitation, et aux améliorations technologiques permettant de récupérer plus de pétrole dans les réservoirs connus : avec une meilleure connaissance, les champs sont réévalués et une partie des réserves initialement classifiées en "2P" ou "3P" se trouve transférée dans la classe des "1P", les réserves prouvées. Dans les premières années d'exploitation, les réévaluations sont très majoritairement positives puis, à long terme, les probabilités de réévaluations positives et négatives sont très proches[11].

Dans le même temps, les estimations des **réserves ultimes récupérables,** qui correspondent au volume total de pétrole extractible et englobent donc la production cumulée, les réserves prouvées, la croissance des réserves connues ainsi que le pétrole restant à découvrir, ont légèrement augmenté depuis 1973. La plupart des estimations se situaient à l'époque autour de 2 000-2 500 Gb (voire 3 000 Gb pour le haut de la fourchette)[12], alors que la moyenne des estimations actuelles est proche de 3 000 Gb[13], comprises entre 2 685 (Energy File) et 3 577 Gb (AIE). L'USGS (Institut d'études géologiques américain) a estimé en 2000 les réserves ultimes de pétrole conventionnel à 3 345 Gb (dont environ 3 000 Gb de pétrole brut et 300 Gb de NGL). La production cumulée à ce jour étant estimée à 1 200 Gb, les réserves

(7) Au Moyen-Orient avec l'Arabie saoudite (20 % des réserves mondiales), l'Iran (10,3 %), l'Irak (8,6 %), le Koweït (7,6 %) et les Émirats arabes unis (7,3 %), en Amérique centrale avec le Venezuela (15,3 %), et en Afrique avec la Libye (3,3 %) et le Nigeria (2,8 %). Les pays de l'OCDE ne possèdent que 6,6 % des réserves, et l'Union européenne 0,5 %. Les pays à fortes réserves hors OPEP sont la Russie (5,6 %), le Canada (2,3 %) et les États-Unis (2,2 %), le Kazakhstan (2,9 %) (source : *BP statistical review of world energy,* juin 2011.

(8) Le champ pétrolier de Kashagan, découvert en 2000 dans la mer Caspienne, est le plus gros gisement de pétrole brut découvert depuis trente ans (ressources en place estimées à 35 Gb). Sa mise en production a connu de nombreux retards et pourrait intervenir en 2013.

(9) *Les nouvelles découvertes de pétrole et de gaz,* IFP, panorama 2005.

(10) USGS (2007), *An Evaluation of the USGS World Petroleum Assessment 2000.*

(11) USGS (2011), *New US Geological Survey Method for the Assessment of Reserve Growth.* Il faut toutefois noter que les conclusions du phénomène de réévaluation des réserves étudié aux États-Unis ne sont pas pleinement généralisables au reste du monde. Ainsi, les réévaluations de réserves au Canada ont-elles été récemment négatives, y compris pour les découvertes réalisées au cours de la dernière décennie ; sources : USGS (2000), *Estimating Potential Reserve Growth of Known (discovered) Fields: a Component of the USGS World Petroleum Assessment 2000* ; Canadian Association of Petroleum Producers (2010, 2011) *Statistical Handbook for Canada's Upstream Petroleum Industry.*

(12) Source : Pierre-René Bauquis – IFP (2000).

(13) Mathieu Y. (2010), *Le dernier siècle du pétrole ? La vérité sur les réserves mondiales*, éd. Technip.

récupérables restantes de pétrole conventionnel et NGL seraient donc comprises entre 1 400 et 2 300 Gb[14].

Au final, des chiffres stratégiques à prendre avec prudence

Les sociétés pétrolières cotées aux États-Unis sont soumises à une obligation de certification des réserves déclarées par la Securities and Exchange Commission, organisme américain de contrôle des marchés financiers, qui a imposé des standards d'évaluation stricts des réserves afin de limiter le risque pour les investisseurs[15]. Cela a conduit le pétrolier Shell à reclasser en 2004 23 % de ses réserves de la catégorie prouvées (1P) à possibles (2P), payant aux régulateurs financiers une amende de 151 millions de dollars. En revanche, les pays de l'OPEP ne sont soumis à aucune vérification de leurs réserves pétrolières, qui sont des secrets d'État bien gardés. Nombre d'analystes voient dans la multiplication par 1,9 du volume des réserves entre 1985 et 1991 une volonté des différents pays de l'OPEP d'augmenter leurs quotas plutôt qu'une réelle croissance des réserves (figure 2). Une partie de cette augmentation peut cependant être expliquée par la prise en compte à ce moment des découvertes intervenues de 1970 à 1985. Il convient toutefois de ne pas considérer la problématique des réserves de l'OPEP de façon globale et d'étudier chacun des pays membres comme un cas particulier. Ainsi, les sources proches de l'industrie tendent-elles à confirmer la véracité de l'estimation des réserves de 260 Gb de l'Arabie saoudite[16].

Figure 2 :
La brutale réévaluation des réserves des pays de l'OPEP dans les années 1980

Source : BP Statistical review of world energy, 2010

La bataille de chiffres depuis des années ne doit pas masquer qu'au-delà des données statiques sur les réserves, les questions relatives à la dynamique des investissements et au déclin plus ou moins rapide de la production des grands gisements sont également cruciales dans l'adéquation future de l'offre à la demande.

LES INCERTITUDES SUR L'ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION PÉTROLIÈRE MONDIALE

La production pétrolière mondiale est le résultat d'une course entre, d'une part, l'épuisement des gisements connus atteignant leur maturité et, d'autre part, les progrès technologiques (amélioration du taux de récupération notamment) et les nouvelles découvertes. Des divergences dans l'estimation de ces paramètres clés expliquent en partie la très grande diversité des scénarios actuels de production pétrolière future, des plus pessimistes aux plus optimistes.

Le déclin des puits de pétrole brut conventionnel et le ralentissement des découvertes…

L'Agence internationale de l'énergie a mené en 2008 une étude particulièrement approfondie[17] sur plus de 800 champs, dont 580 ont passé leur pic de production : les taux de déclin des champs en exploitation ont pu être établis sur la base de cette analyse. La conclusion, reprise dans le World Energy Outlook 2011[18], est que le déclin des champs actuellement exploités ayant passé leur pic est tel, que pour simplement compenser cette baisse et se maintenir au niveau de production actuelle, des capacités additionnelles de 17 Mb/j doivent être découvertes et développées d'ici 2020, et de 47 Mb/j d'ici 2035 (soit plus de quatre fois la production actuelle de l'Arabie saoudite à mettre en production d'ici 2035).

Figure 3 :
Découvertes de pétrole conventionnel et productions mondiales

Source : D'après l'Agence internationale de l'énergie (2008), World Energy Outlook 2008, novembre.

(14) Ce qui correspondrait à une fourchette de 42 à 70 ans de consommation au rythme actuel de 90 Mb/j.

(15) La SEC a cependant modifié les règles de certification des réserves en 2010 dans un sens plus laxiste : une partie des réserves revendiquées par une compagnie peut résulter d'une simple estimation dont la méthodologie demeure confidentielle.

(16) Si celles-ci sont considérées comme prouvées et probables (1P + 2P) et non pas seulement prouvées (1P).

(17) Agence internationale de l'énergie (2008), *World Energy Outlook 2008 - Field-by-field analysis of oil production, is decline accelerating?*, novembre.

(18) Agence internationale de l'énergie (2010), *World Energy Outlook 2010*, novembre.

… conduiraient à un "plateau ondulant" pour la production de pétrole brut conventionnel

Le déclin des champs actuels, dont l'AIE fournit dans le WEO 2008 une estimation *a minima*, conjugué à la diminution de la taille et du nombre de découvertes (figure 3), amène à considérer comme très probable l'entrée en phase de plateau de la production mondiale de pétrole brut conventionnel depuis 2006. La production de pétrole brut conventionnel a atteint une valeur de 70,4 Mb/j en 2008, et l'AIE prévoit qu'elle reste voisine de 68-69 Mb/j jusqu'en 2035. Selon l'AIE[19], la production globale de pétrole – tous pétroles confondus – continuerait quant à elle d'augmenter jusqu'à atteindre 96,4 Mb/j en 2035 (figure 4). Cette augmentation proviendrait d'une forte croissance des NGL (18,5 Mb/j en 2035) et du pétrole non conventionnel (10 Mb/j en 2035). Pour l'AIE donc, le développement de champs pétroliers connus et les découvertes de nouveaux gisements devraient permettre de compenser le déclin des champs actuellement en exploitation.

Figure 4 :
Production mondiale de pétrole dans le scénario "nouvelles politiques" de l'AIE

Source : Agence internationale de l'énergie (2011), World Energy Outlook 2011, novembre.

Lors du dernier congrès mondial du pétrole à Doha, en décembre 2011, Christophe de Margerie, PDG du groupe Total, a rappelé que son entreprise prévoyait un plafonnement de la production pétrolière mondiale autour de 95 Mb/j au cours de la décennie 2020-2030[20].

Dans son dernier exercice de prospective paru en décembre 2011[21], ExxonMobil propose une des estimations actuelles les plus optimistes : selon celle-ci, moins de la moitié du pétrole mondial aura été produite en 2040 et la production des pétroles conventionnels serait alors voisine de celle d'aujourd'hui, tandis que la production mondiale dépasserait les 100 Mb/j grâce à la mise en exploitation des gisements en eau profonde.

L'analyse du gouvernement anglais : un risque significatif de plafonnement de la production des pétroles conventionnels avant 2020

Au Royaume-Uni, le consortium d'industriels ITPOES (Industry Taskforce on Peak Oil & Energy Security[22]) alerte depuis quelques années le gouvernement anglais sur le risque de difficultés d'approvisionnement pétrolier mondial à court et moyen termes. Le Department of Energy and Climate Change (DECC), ministère de l'Énergie anglais, a réagi en lançant en 2011 un appel à contribution sur les perspectives de l'offre et de la demande pétrolières mondiales dans les quarante prochaines années[23].
Des contributions ont été apportées par des compagnies pétrolières, des instituts de recherche, des experts pétroliers, une banque[24], et la majorité des répondants ont exprimé que la production totale de pétrole pourrait atteindre son maximum avant 2030, avec d'importants risques de contraintes d'ici 2020 (que ce soit pour des raisons géopolitiques, économiques ou géologiques).
Une étude[25] du centre de recherche anglais sur l'énergie, l'UK Energy Research Centre, menée en 2009, analysant plus de cinq cents études sur le sujet et réalisant une comparaison critique des principaux scénarios de projection pétrolière mondiale[26], conclut que malgré l'impossibilité de donner avec certitude une date et un volume de production pétrolière mondiale maximale, un pic dans la production de pétrole conventionnel apparaît probable avant 2030, avec un risque significatif qu'il se produise avant 2020. Étant donné les délais pour développer des alternatives et améliorer l'efficacité énergétique, ce risque doit dès à présent être pris en compte au niveau politique. L'étude conclut que les projections qui décalent le début du déclin du pétrole brut conventionnel après 2030 "reposent au mieux sur des hypothèses optimistes, au pire invraisemblables[27]".

Ces projections reposent de toute évidence sur des diagnostics différents concernant le potentiel des futures découvertes, la rapidité de mise en exploitation des nouveaux champs et l'évolution attendue des taux de

(19) Agence internationale de l'énergie (2011), *World Energy Outlook 2011,* novembre.
(20) *L'Expansion* (2012), "Total va réaliser des investissements records en 2012", janvier.
(21) ExxonMobil (2011), *Outlook for energy: a view to 2040,* décembre.
(22) ITPOES (2010), *The oil crunch, a wake-up call for the UK economy,* février.
(23) Department of Energy and Climate Change (2011), *DECC call for evidence summary: prospects for crude oil supply and demand.*
(24) L'ensemble des contributions peut être consulté sur le site du DECC : http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/meeting_energy/int_energy/global_oil/cfe_crude_oil/cfe_crude_oil.aspx
(25) UK Energy Research Centre (2009), *Global oil depletion: an assessment of the evidence for a near-term peak in global oil depletion.*
(26) Comparaison des scénarios AIE, EIA, OPEP, BRG, Shell, StatoilHydro, Total, ExxonMobil, ENI, BP, Energyfiles, LBST, Peak oil consulting, Campbell, university of Uppsala, Miller.
(27) UK ERC (2009), *Global oil depletion: an assessment of the evidence for a near-term peak in global oil depletion,* p.14.

récupération. Rappelons toutefois que les découvertes annuelles de pétrole conventionnel, y compris l'offshore à toute profondeur, ont été systématiquement inférieures à la production depuis 1990[28].

La difficulté de renouvellement des réserves conventionnelles explique en premier lieu le plateau de la production mondiale de pétrole brut intervenu à partir de 2006. Depuis cette date, la croissance du marché mondial a été satisfaite par les filières non conventionnelles – pétroles extra-lourds et biocarburants –, les liquides de gaz naturel (NGL) et par la forte érosion des capacités excédentaires de l'OPEP.

QUEL EST LE POTENTIEL DE LONG TERME DE LA PRODUCTION PÉTROLIÈRE DE L'ARABIE SAOUDITE ?

L'Arabie saoudite, qui produit 12 % du pétrole mondial, est le deuxième producteur au monde et le seul à disposer de capacités excédentaires de production. Pourtant le ralentissement des découvertes et l'arrivée à maturité des gisements existants conduisent à envisager un plafonnement de la production pétrolière du pays avant 2020, et un début de déclin possible au cours de la prochaine décennie.

Les réserves additionnelles issues des nouveaux forages d'exploration sont de moins en moins importantes…

En décembre 2009, la compagnie pétrolière saoudienne Saudi Aramco annonçait un programme sans précédent d'une cinquantaine de forages d'exploration devant être réalisés au cours de l'année 2010[29] : "Aramco est en train d'explorer tous les recoins du royaume" a ainsi déclaré son vice-président. En quatre-vingts ans d'histoire pétrolière de l'Arabie saoudite, environ cinq cents puits d'exploration ont été forés ; le programme annoncé pour 2010 représentait donc en un an l'équivalent de 10 % des puits jamais forés en Arabie saoudite. Six mois après l'annonce par Aramco de ce programme, le roi a cependant déclaré[30] qu'il avait ordonné l'interruption de tous les travaux d'exploration "afin de laisser une part des ressources aux générations saoudiennes futures". La courbe représentant le cumul des réserves découvertes en fonction du nombre de forages d'exploration (figure 5), dite "courbe d'écrémage", montre toutefois qu'après la période des découvertes exceptionnelles (Ghawar notamment), on observe une très faible augmentation des réserves pour chaque nouveau forage réalisé. L'Arabie saoudite semble confrontée à la nécessité de trouver de nouveaux gisements afin de maintenir la production et au risque important de résultats décevants d'une telle campagne.

Figure 5 :
Arabie saoudite : le total des réserves pétrolières depuis les premières découvertes exceptionnelles jusqu'au tarissement

Source : Jean Laherrère, 2007 & Olivier Rech, 2011.

Plus récemment, en mars 2012, Saudi Aramco a également annoncé la réalisation d'une campagne de forages dans la mer Rouge, qui lui permettrait, selon ses dires, de découvrir "100 milliards de barils supplémentaires", sans toutefois préciser si les ressources envisagées sont de l'huile ou du gaz[31].

… alors que les champs supergéants atteignent leur maturité

L'Arabie saoudite est par ailleurs confrontée à l'arrivée à maturité de ses gisements en production. En mars 2011, Saudi Aramco s'est ainsi rapproché d'Halliburton[32] afin d'augmenter de 30 % le nombre de ses forages en cours, passant de 90 à 120 forages d'ici la fin 2012. Des représentants saoudiens[33], ainsi que l'AIE, ont clairement indiqué que ces développements visent à compenser

(28) Rystad Energy, base de données UCube.
À l'exception de l'année 2000, date de découverte du champ de Kashagan dont la mise en production n'est toujours pas effective et dont le budget total dépasse aujourd'hui les 100 milliards de dollars.

(29) Bloomerg (2009), *Saudi Aramco Plans to Drills 45-50 Exploration Wells in 2010,* décembre.

(30) Arabian Oil and Gas (2010), *Saudi King calls for oil exploration to be halted,* juillet.

(31) On peut rappeler que l'Entreprise de recherches et d'activités pétrolières (ERAP), qui a donné naissance en 1976 à ELF Aquitaine, avait signé un contrat avec l'Arabie saoudite en 1965 en vue d'explorer cette région. Les deux forages qui avaient été réalisés s'étaient avérés secs. Source : ASPO (Association pour l'étude du pic pétrolier).

(32) Second fournisseur de services aux industries pétrolière et gazière dans le monde.

(33) *Reuters* (2011), "Saudi scrambles to maintain spare oil capacity", mars.

la diminution de production sur les autres champs – diminution liée au déclin naturel des puits – et non à augmenter les capacités de production. Face à un potentiel de nouvelles découvertes limité, la stratégie de l'Arabie saoudite se concentre donc sur l'augmentation du taux de récupération dans les champs existants[34]. Sur le plus gros champ du royaume, Ghawar, Saudi Aramco prévoit ainsi de mettre en œuvre en 2013 des techniques de récupération améliorée de pétrole par injection de CO_2[35].

Dans le même temps, des déclarations indiquant un plafonnement de la production du pays sous la limite maximale de 12,5 Mb/j se multiplient côté saoudien[36].

Le potentiel de production à long terme de l'Arabie saoudite fait l'objet de déclarations et d'estimations divergentes, voire contradictoires. Les sources proches de l'industrie tendent toutefois à confirmer que l'estimation actuelle des réserves de 260 Gb[37] peut être considérée comme valable. Si l'on retient en outre un potentiel de nouvelles découvertes de 10 Gb, certes limité à l'échelle de l'Arabie saoudite (comme le suggère la courbe d'écrémage, figure 5) mais important en valeur absolue[38], une extrapolation possible du potentiel de production de long terme se traduit par le profil reproduit en rouge dans la figure 6. Après la montée en puissance jusqu'à la fin des années 1960, puis la période de régulation du marché caractérisée par une forte amplitude à la hausse comme à la baisse autour du potentiel de long terme, le rythme de production apparaît plus régulier au cours des dix dernières années bien que l'Arabie saoudite n'ait pas abandonné son rôle central de *"swing producer*[39]*"*.

Selon certains auteurs, la production pourrait plafonner entre 2010 et 2020 et entamer un début de déclin visible au cours de la prochaine décennie. Le schéma ci-dessous en donne une illustration. Cette projection est cohérente avec celle de Sadad Al-Husseini[40], qui envisageait en 2007 que la production saoudienne se maintienne sur un plateau pendant une quinzaine d'années puis entre en déclin au début de la prochaine décennie. Cet ancien dirigeant exploration-production de Saudi Aramco attire régulièrement l'attention de l'opinion publique sur la surestimation des ressources "spéculatives" de l'Arabie saoudite et sur l'optimisme des prévisions de la production saoudienne par l'AIE[41].

Figure 6 :
Estimation du potentiel de production à long terme de l'Arabie saoudite (sous hypothèse de réserves ultimes de 410 Gb)

Source : Olivier Rech.

Dans une vision plus optimiste, d'autres estiment que le plateau de production de l'Arabie saoudite pourrait durer nettement plus longtemps. L'objectif affiché par Saudi Aramco de porter le taux de récupération à 70 %, soit le double du taux estimé au niveau mondial[42], apparaît cependant extrêmement ambitieux. Le plateau de production maximale de 12 Mb/j ne pourra ainsi durer plusieurs années supplémentaires que dans le cas où les champs géants continueront de bénéficier effectivement de l'apport des techniques de pointe de modélisation des réservoirs et de récupération améliorée.

QUELLES CONSÉQUENCES SUR LA PRODUCTION PÉTROLIÈRE MONDIALE ?

À tout moment, des événements d'ordre géopolitique peuvent conduire à l'arrêt d'une partie de la production pétrolière mondiale et des exportations pétrolières, comme ce fut le cas pour la Libye lors de la révolution de 2011. Nul ne peut ainsi exclure demain un changement de régime de l'un des pays producteurs se traduisant par un arrêt plus ou moins long de sa production ou un blocage du détroit d'Ormuz, par lequel transite près de 20 % de la consommation mondiale de pétrole.

Dans la suite de ce paragraphe, nous retiendrons l'hypothèse d'un plafonnement de la production pétrolière

(34) IHS Senior Middle East Energy analyst Samuel Ciszuk's, 14 septembre 2010.
(35) Bloomerg (2011), *Saudi Arabia to use CO2 to boost Ghawar oil field output by 2013,* mars.
(36) Bloomerg (2011), *Saudi Arabia plans to produce 8,7 million barrels a day by 2015,* avril. *Financial Times* (2011), "Saudi Arabia halts $100bn oil expansion programme", novembre. Le ministre du Pétrole Al-Naimi a déclaré le 16 janvier 2012 que les capacités réellement disponibles sont comprises entre 11,4 et 11,8 Mb/j. Source : CNN.
(37) Les réserves de 260 Gb présentées comme prouvées devraient être considérées comme prouvées et probables.
(38) Dans l'hypothèse d'un chiffre de 410 Gb de réserves ultimes, donc sans aucunement remettre en cause l'estimation actuelle des réserves.
(39) Ce terme désigne le rôle de "producteur d'appoint" de l'Arabie saoudite, seul pays au monde disposant de capacités excédentaires de production significatives, lui conférant un rôle central dans la régulation des marchés pétroliers.
(40) *The Guardian* (2011), "US embassy cables: Saudi oil company oversold ability to increase production, embassy told", février.
(41) Dans le WEO 2011, l'AIE prévoit une production saoudienne de 13,9 Mb/j en 2035.
(42) IHS Senior Middle East Energy analyst Samuel Ciszuk's, 14 septembre 2010.

mondiale, en particulier de la production pétrolière de l'Arabie saoudite. Une telle hypothèse paraît cohérente avec les informations en provenance du royaume ainsi qu'avec la baisse d'année en année des prévisions de production mondiale de pétrole de l'AIE : la production était estimée à 120 Mb/j d'ici 2030 dans le WEO 2004, alors qu'elle est d'environ 95 Mb/j en 2030 dans le WEO 2011.

Figure 7 :
Évolution des prévisions de production de pétrole de l'AIE dans le WEO depuis 1993 (scénario de référence, en Mb/j)

Source : AIE, World Energy Outlook 1993 à 2011 ; compilation des données par The Shift Project.

La disparition des capacités de production excédentaires[43]

Le rôle de l'Arabie saoudite comme "régulateur des marchés pétroliers[44]" à partir des années 1980 pouvait, jusqu'à récemment, être ainsi résumé : "Le pétrole est l'énergie de bouclage du bilan énergétique mondial[45], l'OPEP est le producteur d'appoint du marché pétrolier, l'Arabie saoudite est le producteur d'appoint de l'OPEP, Ghawar est le champ d'appoint de l'Arabie saoudite[46]." En cas de poursuite de l'augmentation de la demande, l'Arabie saoudite, qui revendique 2 Mb/j de capacités excédentaires[47], pourrait voir ses excédents durablement diminuer, puis disparaître. Étant le seul pays disposant de surcapacités significatives[48], la perte de ce "matelas de production" limiterait la capacité des marchés pétroliers à absorber les perturbations inattendues de l'approvisionnement (aléas climatiques comme lors du cyclone Katrina, troubles géopolitiques tels que ceux en Lybie ou précédemment en Irak, etc.), augmentant ainsi la volatilité des prix du pétrole.

Les conséquences d'une disparition des capacités excédentaires des pays producteurs de pétrole

En l'absence de capacités de production disponibles des pays producteurs, une baisse brutale de la production mondiale de pétrole se traduirait par une hausse, non moins brutale, des prix afin de retrouver un équilibre entre la production et la consommation. Un calcul simple montre ainsi qu'une perte de production de un million de barils par jour conduirait à une hausse de 40 dollars le baril. Pour une perte de production de 3 millions b/j, l'augmentation atteindrait 120 dollars[49]. Si l'on suppose que le prix du baril est de 100 dollars au moment de la rupture d'approvisionnement, le cours du baril atteindrait ainsi dans le premier cas 140 dollars et 220 dollars dans le second[50].

Le passage des 2,0 €/l se situerait, suivant les distributeurs, aux environs de 180 $/b pour l'essence et de 200 $/b pour le gazole dans l'hypothèse d'un taux de l'euro de 1,3 $ (source IFPEN).

Pour certains experts, si auparavant les capacités excédentaires de production de l'Arabie saoudite suffisaient à nous protéger des différentes fluctuations du marché, nous sommes d'ores et déjà entrés dans une nouvelle ère – dite *"Swing Era"* – dans laquelle ces capacités disponibles ne sont plus suffisantes et où les prix connaîtront par conséquent de très fortes évolutions[51]. L'administration américaine (EIA) indique ainsi que durant l'envolée des cours de l'été 2008, les capacités excédentaires étaient très faibles (inférieures à 1 Mb/j).

En avril 2012, le ministre du Pétrole saoudien Ali al-Naimi a ainsi déclaré qu'il anticipait une période prolongée de prix du pétrole élevés, malgré l'utilisation toujours possible des capacités excédentaires du royaume[52].

(43) L'AIE définit les capacités de production excédentaires comme la production qui peut être atteinte sous trente jours et maintenue pendant quatre-vingt-dix jours.
(44) Ce statut de *"swing producer"*, tout particulièrement visible des années 1970 à la fin des années 1980 (cf. figure 6, alternance de périodes de sous et surproduction), s'est estompé depuis dix ans.
(45) Comme en témoigne la forte croissance de la demande de charbon depuis 2005, l'ensemble des contraintes qui pèsent sur la production pétrolière est tel que le pétrole n'est désormais plus l'énergie de bouclage au plan mondial.
(46) Citation de Pierre-René Bauquis.
(47) À la date du mois de mars 2012.
(48) Selon l'EIA, au second trimestre 2011, les surplus de capacité de production s'élevaient à 3,12 Mb/j pour l'Arabie saoudite, 0,14 Mb/j pour le Koweït et 0,06 Mb/j pour les Émirats arabes unis : http://www.eia.gov/emeu/steo/pub/3ctab.pdf
(49) Rappelons que l'augmentation de la demande de pétrole en Chine est évaluée à 8 Mb/j d'ici 2035, dont 6 Mb/j pour le secteur du transport (source : WEO2010).
(50) Estimation effectuée par l'IFPEN en prenant une élasticité du prix du baril à la demande de – 0,02, conformément au *World Economic Outlook* du FMI d'avril 2011.
(51) McNally (2012), *Testimony to House Energy and Power Subcommittee*, mars.
(52) *Reuters* (2012), "Saudi's Naimi sees prolonged period of high oil prices", avril.

De possibles tensions entre offre et demande à l'horizon 2015

La demande reste tirée par les pays émergents, tout particulièrement la Chine qui est devenue en quelques années le premier pays consommateur de pétrole après les États-Unis. Un tiers de la croissance de la demande en 2010 provient ainsi de la Chine. Du côté de l'offre, en revanche, la crise économique, une conception forte du bien commun que représentent les matières premières dans certains pays producteurs[53], les difficultés techniques pour le développement des nouvelles découvertes, un manque croissant d'ingénieurs expérimentés[54] ou encore la volatilité des prix ont conduit ces dernières années à des retards d'investissements. Plusieurs autres sources[55] ainsi que, plus récemment, l'AIE mettent en avant le risque de tensions, voire de ruptures d'approvisionnement à l'horizon 2015, en particulier en cas de poursuite de la croissance actuelle de la demande des pays émergents. Dans son *World Energy Outlook 2011,* l'AIE présente ainsi un scénario[56] d'investissements au Moyen-Orient et en Afrique du Nord inférieur d'un tiers entre 2011 et 2015 au niveau nécessaire afin que la région assure 90 % de la croissance de la production pétrolière mondiale en 2035. Il en résulterait un pic de prix autour de 150 $/baril en 2016/1017, puis une baisse progressive jusqu'à atteindre 120 $/baril en 2035.

La hausse tendancielle du prix du baril depuis 2000 résulte essentiellement de la hausse des coûts de production et d'un rythme de développement des capacités inférieur à celui de la demande. Elle reflète la nécessité d'un ajustement par le prix. L'ensemble des contraintes géologiques, économiques et politiques semblant devoir perdurer à moyen terme, les prix du pétrole pourraient atteindre de nouveaux records au cours des prochaines années et être caractérisés par une importante volatilité[57].

Un possible déséquilibre massif à partir de 2020

Si un consensus semble se dégager sur le risque de tensions entre offre et demande à court et moyen termes, les experts divergent sur le caractère persistant ou transitoire de ces contraintes.

Comme nous l'avons vu précédemment, des incertitudes pèsent sur l'évolution à long terme de la production pétrolière : certains scénarios évoquent l'impossibilité de maintenir la production de pétrole brut conventionnel sur un plateau jusqu'en 2035, et un risque de déclin marqué à partir de 2020[58].

Si l'on prend comme hypothèse que les projections "classiques" résultent d'une vision trop optimiste du potentiel pétrolier mondial, quelles pourraient être les conséquences de tels scénarios pessimistes ?

Le FMI a évalué en avril 2011 l'impact potentiel sur l'économie globale de différents scénarios de ralentissement plus ou moins sévère de la production pétrolière dans le *World Economic Outlook.*

Selon cette organisation, les contraintes sont devenues évidentes lorsque la production globale de pétrole brut a commencé à stagner au milieu des années 2000, en plein boom économique. Depuis le début des années 2000, les prix du pétrole ont suivi une tendance persistante à la hausse (voir Annexe), jusqu'au pic de 2008 dont l'analyse économique démontre après coup qu'il était essentiellement dû aux tensions entre une offre stagnante et une demande croissante[59]. L'étude montre que les effets macroéconomiques peuvent être, selon les cas, négligeables ou dramatiques. En effet, si dans le scénario de base qui considère un taux de croissance inférieur de 1 % par an au taux historique[60], les effets sur l'économie globale sont mineurs[61], un déclin plus important que prévu de la production de pétrole (de l'ordre de 2 % de déclin absolu par an) conduirait à une augmentation considérable des prix du pétrole et à une perte mondiale de PIB chiffrée à 10 % sur vingt ans, variable selon les régions[62]. Un scénario d'adaptation progressive de la demande et de meilleure substitution au pétrole face à une augmentation

(53) Généralement qualifiée de façon hâtive et imprécise de « nationalisme des ressources », notamment en ce qui concerne les pays du Moyen-Orient, d'Afrique du Nord et d'Amérique latine.

(54) Communication de Schlumberger Business Consulting aux Journées annuelles des hydrocarbures 2011 du GEP-AFTP, 13 octobre 2011, Paris.

(55) Lloyd's and Chatham House (2010), *Sustainable Energy Security: Strategic Risks and Opportunities for Business,* juin. US Department of Defense (2010), *The Joint Operating Environment 2010,* février. ASPO, Association pour l'étude du pic pétrolier, http://aspofrance.org/.

(56) Scénario "investissements différés" : AIE (2011), *World Energy Outlook 2011,* p.145, novembre.

(57) Lescaroux F. (2010), "The petroleum market: the ongoing oil price? Shock? And the next? Counter-shock?", *Économie internationale* n° 121, janvier. Chevalier J.M. (2010), Rapport du groupe de travail sur la volatilité des prix du pétrole, février.

(58) L'Association for the Study of Peak Oil (ASPO) présente ainsi des prévisions nettement moins optimistes que celles de l'AIE, et estime que la production pétrolière mondiale (tous pétroles confondus) déclinera avant 2020 en raison d'une insuffisance de ressources et non d'investissements. Cette projection s'appuie sur le diagnostic de maturité de la majorité des pays producteurs, l'Arabie saoudite ne constituant pas un cas isolé (sur les 41 pays producteurs de pétrole, 31 auraient déjà passé leur pic de production).

(59) Même si on ne peut exclure une part d'amplification des cours à la hausse due à la spéculation boursière sur les matières premières ; voir Centre d'analyse stratégique (2011), *Volatilité des prix des matières premières,* janvier.

(60) Au lieu de la tendance historique de 1,8 % par an.

(61) Augmentation des prix du pétrole de 200 % sur vingt ans, et baisse modérée du PIB des pays importateurs à long terme, entre 3 et 5 % sur vingt ans (soit entre 0,15 et 0,25 % par an).

(62) Perte de PIB sur vingt ans dans le scénario 2 % de déclin absolu par an : -10 % en Europe, -15 % aux États-Unis, -20 % en Asie. Augmentation des prix du pétrole de 800 % sur vingt ans.

des prix est également considéré[63]. Les effets macroéconomiques dans ce scénario sont largement atténués, comparés au scénario de base (perte de PIB mondial de 1 % sur vingt ans, moindre déficit de balances commerciales des pays consommateurs). Pour limiter les effets macroéconomiques d'une baisse de la disponibilité des approvisionnements pétroliers, une importante élasticité de la demande serait ainsi nécessaire. L'étude rappelle que la faisabilité de cette meilleure substitution reste aujourd'hui incertaine.

L'impact d'une hausse du prix du baril sur la croissance est loin d'être négligeable...

Selon les estimations du FMI pour 2011, une valeur moyenne sur l'année du baril de pétrole de 150 $ (représentant environ une hausse de 40 $ par rapport à un scénario tendanciel) aurait entraîné, si elle s'était produite, un recul de 0,75 % de la croissance des pays de l'OCDE[64].

L'étude dans son ensemble conclut que même s'il est impossible d'évaluer la probabilité de réalisation de tels scénarios, les risques potentiels appellent à une action politique forte et rapide.

De telles tensions sur les marchés pétroliers pourraient conduire à des difficultés exacerbées au niveau géopolitique. Les départements de la Défense américain[65] et allemand[66] ont ainsi évoqué la possibilité de risques de conflits[67]. Dans tous les cas, la sécurité d'approvisionnement pourrait être remise en cause par une concurrence exacerbée entre pays consommateurs. Aux États-Unis, le Center for Naval Analysis (CNA)[68] va jusqu'à préconiser une révision fondamentale de la question énergétique américaine, en raison d'une compétition croissante pour accéder à des ressources pétrolières limitées[69].

LES ALTERNATIVES POSSIBLES

Plusieurs sources de croissance potentielle de production pétrolière existent : les découvertes de nouveaux gisements, la remise en production de champs existants, l'amélioration du taux de récupération et la production des pétroles non conventionnels. On estime qu'en moyenne seul un tiers des volumes de pétrole en place dans les réservoirs est aujourd'hui récupéré : l'amélioration continue du taux de récupération constitue un enjeu majeur (comme nous l'avons vu dans le cas le l'Arabie saoudite) et pourrait conduire à accroître substantiellement les réserves. Une dernière possibilité consiste à produire du carburant à partir d'autres sources d'énergies (gaz, charbon ou biomasse).

L'augmentation probable de la production en Irak, en Libye et dans la mer Caspienne

L'Irak dispose des troisièmes plus importantes réserves du Moyen-Orient selon BP[70]. Sa production pétrolière a fortement chuté, non seulement lors du conflit avec l'Iran (1980-1988) ou lors de la deuxième guerre du Golfe (1990-1991), mais aussi au moment de l'invasion américaine (2003). Son potentiel de production reste néanmoins important. Dans ses dernières prévisions[71], l'AIE estime que la production irakienne, actuellement d'environ 3 Mb/j, pourrait atteindre 5,4 Mb/j en 2020 puis 7,7 Mb/j en 2035.

La production libyenne, qui avait été quasiment interrompue lors du conflit en 2011, semble sur le point de retrouver son niveau d'avant-guerre, voisin de 1,6 Mb/j (1,35 Mb/j en juillet 2012[72]). L'AIE prévoit qu'elle atteigne une production de 2 Mb/j d'ici 2035. La région de la mer Caspienne a également un important potentiel : la production pétrolière du Kazakhstan devrait passer de 1,6 Mb/j en 2010 à environ 4 Mb/j d'ici 2035.

Face à ces perspectives de croissance, il convient toutefois de rappeler que l'AIE estimait en 2004[73] que le Mexique verrait sa production stable à plus de 4 Mb/j jusqu'en 2020 avant de décliner à 2,8 Mb/j en 2030 : ce niveau et cette évolution ont été observés avec vingt ans d'avance en 2010-2011 après avoir maintenu un maximum de 3,7 Mb/j pendant quatre ans entre 2003 et 2006. Par ailleurs, l'AIE prévoyait que le déclin de la mer du Nord (Norvège et Royaume-Uni) après le maximum de plus de 6 Mb/j atteint en 2000 réduirait la production à 4,8 Mb/j en 2010 : la production a été de 3,5 Mb/j[74], inférieure de 25 % à la projection.

(63) Dans ce scénario, l'élasticité prix de la demande est cinq fois supérieure au scénario de base (élasticité de long terme de 0,3).

(64) *World Economic Outlook,* chapitre 1, avril 2011.

(65) Department of Defense (2010), *The Joint Operating Environment 2010,* février.

(66) *Der Spiegel* (2010), "Military study warns of a potentially drastic oil crisis", septembre.

(67) Les ministères de la Défense américain et allemand étant respectivement les 2e et 4e exportateurs d'armes au monde, une précaution peut néanmoins s'avérer nécessaire dans l'interprétation de ces études.

(68) Le Center for Naval Analysis (CNA) est un institut de recherche en défense nationale constitué d'anciens dirigeants de l'armée américaine.

(69) Dans un objectif de sécurité d'approvisionnement, une baisse de 30 % des importations pétrolières américaines est promue par ce rapport, notamment par une meilleure maîtrise de la demande ainsi qu'une diversification des sources de carburants dans le secteur du transport. Source : CNA (2011), *Ensuring America's Freedom of Movement*, octobre.

(70) Réserves estimées par BP à 115 Mb/j, cf. p. 3.

(71) AIE (2011), *World Energy Outlook 2011,* novembre.

(72) AIE (2012), *Oil Market Report*, 10 août.

(73) AIE (2004), *World Energy Outlook 2004,* novembre.

(74) AIE (2011), *Oil Market Report,* novembre.

Le pétrole non conventionnel, une ressource abondante au potentiel d'exploitation encore incertain

Face au risque de stagnation, voire de déclin de la production de pétrole brut conventionnel, nombres d'analystes prévoient que les pétroles non conventionnels puissent "prendre le relais" et assurer une production de transition. Comme le souligne l'IFPEN[75], il n'existe pas de définition stricte de la notion d'hydrocarbures non conventionnels. Ce terme recouvre généralement un continuum d'hydrocarbures liquides qui sont très difficiles à extraire, que ce soit de par leur nature (schistes bitumineux, huiles extra-lourdes) ou leur environnement géologique (*"tight oil"*, réservoirs très peu perméables). Leur production à grande échelle représente un véritable challenge technologique, et est généralement tributaire d'une grande consommation de ressources telles que l'eau et l'énergie.

La production de pétrole en mer, même à de faibles profondeurs, était considérée à son démarrage (au début des années 1970) comme non conventionnelle. Aujourd'hui, les productions offshore considérées comme non conventionnelles sont celles réalisées à grande profondeur (supérieure à 1 500 mètres) ou dans des conditions particulièrement hostiles (région arctique).

Les biocarburants et les hydrocarbures synthétiques issus du gaz et du charbon pourraient complémenter dans le futur la production d'hydrocarbures liquides. Si l'on voit aujourd'hui les limitations des biocarburants de première génération, ceux de deuxième et troisième générations[76] permettraient de réduire la compétition pour l'usage des sols et donc de préserver les productions alimentaires. Leur maturité technologique n'est cependant vraisemblable qu'à partir de 2020 (voire plus tard pour les algo-carburants) et les efforts se poursuivent pour en abaisser les coûts de production et les rendre compétitifs à l'avenir sur les marchés pétroliers.

Bien que les ressources en place et les réserves attendues soient plus difficiles à évaluer que pour les pétroles conventionnels[77], les ressources de pétrole non conventionnel sont considérées comme importantes (figure 8) : les huiles extra-lourdes (essentiellement concentrées au Canada et au Venezuela) représenteraient plus de 1 000 Gb. Les ressources de schistes bitumineux sont estimées à plus de 1 000 Gb, mais ne sont pas encore exploitables, et leur rôle ne devrait être que marginal à un horizon de vingt ans[78]. Le potentiel du pétrole offshore en mer profonde et très profonde est estimé à 200 Gb, comme celui de la région arctique.

De plus, ces ressources ne sont pas concentrées dans les pays de l'OPEP, offrant aux pays consommateurs un moindre risque face aux potentielles difficultés géopolitiques.

Au-dessus d'un prix du baril compris entre 80 et 100 $, l'exploitation d'une grande partie des ressources non conventionnelles pourrait devenir rentable (figure 8).

Figure 8 :
Les ressources ultimes récupérables des hydrocarbures liquides

Source : D'après IFPEN, Panorama 2012. Les hydrocarbures non conventionnels : évolution ou révolution ?

Aux États-Unis, la récente montée en puissance du gaz non conventionnel (gaz de schiste) a complètement transformé le marché du gaz américain, et aura probablement un impact sur la consommation d'énergies fossiles future. Leur exploitation a déclenché une véritable révolution qui se traduit par une forte diminution des prix du gaz et un regain de compétitivité de l'industrie américaine, en particulier dans le secteur de la chimie. Dans un récent rapport[79] sur les perspectives d'utilisation des importantes réserves mondiales de gaz, l'AIE présente ainsi un scénario de diminution de la demande pétrolière de 6 Mb/j grâce au développement des véhicules au gaz, qui pourraient représenter 10 % du parc en 2035. Le prix relatif du gaz par rapport au pétrole a également renouvelé l'intérêt pour la conversion de gaz en pétrole *(GTL,*

(75) IFPEN (2012), *Les hydrocarbures non conventionnels : évolution ou révolution ?*, Panorama 2012.

(76) Les biocarburants de première génération sont produits à partir de cultures agricoles, et ne valorisent que l'organe de réserve de la plante. Les biocarburants de deuxième génération permettraient d'utiliser la plante entière, voire des gisements de biomasse tels que le bois ou les déchets organiques (ménagers ou industriels). Les biocarburants de troisième génération reposent sur la culture d'algues.

(77) Les hydrocarbures non conventionnels étant diffus dans la roche et le rendement de la production difficile à prédire *a priori*. Source : IFPEN.

(78) Mosconi J.-J. (2011), "Les perspectives des hydrocarbures non conventionnels – Le point de vue de Total", *Responsabilité et environnement*, octobre .

(79) AIE (2011), *World Energy Outlook 2011 – Are we entering a golden age of gas?*, juin.

Gas to Liquids), dont le développement dépendra cependant de la baisse des coûts d'investissement nécessaires.

L'exploitation des huiles de schiste aux États-Unis est actuellement en plein développement : l'AIE prévoit que la production atteindra 1,4 Mb/j d'ici 2020. Selon certains observateurs, le bloc États-Unis/Canada pourrait même devenir quasi autonome à l'horizon 2025 en termes de production pétrolière (grâce à l'augmentation de la production des sables bitumineux au Canada et de l'exploitation des huiles de schiste aux États-Unis). L'Europe, la Chine, l'Amérique du Sud possèdent également des ressources non conventionnelles non négligeables, dont le potentiel d'exploitation reste encore cependant largement inconnu (acceptabilité, impacts, coûts)[80].

Les profils de production varient sensiblement selon les types de pétroles non conventionnels. La mise en production des sables bitumineux et du pétrole extra-lourd se caractérise par une lente montée, suivie d'un long plateau très stable. Ces ressources pourraient donc vraisemblablement être exploitées pendant très longtemps, mais avec une vitesse de production limitée[81] : la part des pétroles non conventionnels dans la production pétrolière mondiale est d'environ 4 % en 2010 ; l'AIE prévoit qu'elle augmente régulièrement mais relativement lentement pour atteindre 10 % en 2035.

Le profil de production des gaz et huiles de schiste est très différent : la production par puits atteint un pic puis décline très rapidement. Des évaluations[82] du champ de Barnett aux États-Unis, exploité principalement par forage horizontal, montrent que l'essentiel du gaz récupérable est extrait au cours des premières années, voire des premiers mois, ce qui conduit à réaliser de nombreux puits (éventuellement à partir de plateformes regroupant plusieurs forages).

Enfin, les impacts environnementaux des pétroles non conventionnels sont, pour le moment, importants, et leur exploitation dans le respect de l'environnement nécessite des améliorations techniques. Le procédé industriel utilisé pour l'extraction des sables bitumineux du Canada requiert par exemple de très grandes quantités de chaleur (donc d'énergie), d'eau et de solvants. La liquéfaction du charbon est quant à elle très consommatrice d'eau et, sans technique de capture et séquestration du carbone, très émettrice de gaz à effet de serre.

La montée en puissance des pétroles non conventionnels permettra-t-elle de compenser, sur la période 2020-2030, le déclin possible, sinon probable, de la production de pétrole conventionnel ? Pour certains observateurs, la mise en production des pétroles non conventionnels ne suffira pas à compenser à cet horizon temporel le déclin des champs de pétrole brut conventionnel : leur apport serait essentiellement d'atténuer le taux de déclin global de la production pétrolière mondiale, mais pas de décaler la date à laquelle ce déclin débuterait[83]. Pour d'autres, l'exploitation de ces ressources permettra de maintenir une croissance de la production pétrolière mondiale. Dans les deux cas, la production des pétroles non conventionnels risquerait d'amplifier les effets sur le changement climatique, sauf déploiement massif des capacités de capture et de stockage du carbone.

VERS UNE POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE RIGOUREUSE DE RÉDUCTION DE NOTRE CONSOMMATION PÉTROLIÈRE, AFIN DE LIMITER NOS ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE, D'ABAISSER LE DÉFICIT DE LA BALANCE COMMERCIALE ET D'AMÉLIORER LA RÉSILIENCE DE NOTRE ÉCONOMIE À UN CHOC PÉTROLIER

Les indices convergents de plafonnement de la production de pétrole conventionnel incitent à ne pas sous-estimer le risque de forte hausse du prix du baril. Dès lors, s'inscrivant dans une tendance longue qui consiste à diversifier les sources d'énergie, il paraît souhaitable de maîtriser les consommations et de diminuer notre dépendance aux énergies fossiles et notre facture énergétique.

(80) L'estimation des ressources de gaz de schiste en Pologne a été récemment divisée par 5 après des forages décevants. Source : Upstream, 19 mars 2012.

(81) Voir par exemple les sables bitumineux d'Athabasca, dont les projections les plus extrêmes n'atteignent pas 10 Mb/j, soit 3,6 Gb par an en 2025, alors que les réserves exploitables sont estimées couramment à plus de 200 Gb.

(82) AIE (2009), *World Energy Outlook 2009,* p. 405. Selon l'évaluation, les réserves ont diminué de 39 % la première année. Au bout de cinq ans, les taux de production ont chuté de deux tiers.

(83) La production pétrolière mondiale tous pétroles confondus (hors biocarburants, CTL, GTL) atteindrait son maximum autour de 2020 (+/- 5 ans) à un niveau de l'ordre de 100 Mb/j (+/- 5 Mb/j). Pierre-René Bauquis (2012), "Nouvelles découvertes et gaz de schiste retarderont à peine le pic pétrolier", *Le Monde*, mai ; conférence ASPO 2012, Vienne, juin.

Le poids croissant de la facture pétrolière

Le prix du baril de pétrole est passé de 15 $/baril en 1998 à plus de 140 $/baril lors du pic de 2008, pour se maintenir actuellement au-dessus de 100 $/baril. En 2011, les prix du pétrole ont atteint en moyenne sur l'année des records historiques : 111 $/baril pour le Brent, 95 $/baril pour le WTI, qualifiés par le président de l'IFPEN de "choc pétrolier rampant[84]". Une étude publiée en janvier 2012 dans la revue *Nature*[85] met en évidence le changement radical de comportement des marchés pétroliers entre 2005 et 2011, comparé à celui de la période 1998-2004. Depuis 2005, l'approvisionnement n'a pas pu faire face à une demande croissante tirée par le développement des pays émergents, ce qui a conduit à une importante volatilité et à un haut niveau de prix.

Si, de 1998 à 2004, l'offre pétrolière parvenait à répondre à la demande par une modulation des prix entre 10 et 50 $/baril, à partir de 2005 l'offre ne peut plus répondre à la demande dans un certain nombre de cas, conduisant à une forte augmentation des niveaux et de la volatilité des prix.

L'annonce récente par le ministre saoudien du pétrole sur un niveau idéal du baril à 100 $[86], valeur permettant d'assurer l'équilibre budgétaire (qui n'a cessé d'augmenter ces dernières années dans les pays exportateurs de pétrole, notamment l'Arabie saoudite[87], confrontée à une explosion de ses dépenses sociales) semble confirmer que le pétrole devrait se maintenir au moins à 100 $/baril dans les années à venir.

En 2010, les États-Unis et l'Europe ont dépensé chacun 1 milliard de dollars par jour en importations pétrolières, et le poids de la facture pétrolière devrait s'accentuer avec l'orientation durable à la hausse des prix du pétrole. Les dépenses d'énergie représentent en France 80 % du déficit de la balance commerciale extérieure, et le poids de la facture pétrolière (- 49 milliards d'euros en France en 2011[88]) sur les déficits commerciaux a directement contribué à la crise de la dette en Europe. Diminuer notre dépendance aux importations d'hydrocarbures s'impose pour la bonne santé de notre économie.

Le secteur des transports dépend actuellement à 94 % des carburants d'origine fossile, et aucun substitut de masse n'est actuellement disponible. Étant donné le temps nécessaire au développement des alternatives, les investissements dans la production pétrolière seront nécessaires pour maintenir des approvisionnements en carburants au cours d'une période de transition appelée à s'étendre sur deux à trois décennies. En parallèle et dès à présent, d'importants investissements doivent également être réalisés afin d'évoluer vers une économie à moindre impact carbone.

À court terme, les leviers de l'efficacité et de la sobriété énergétiques doivent être actionnés, notamment dans les secteurs du bâtiment et du transport. Il existe par exemple d'importantes marges d'amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules à moteur thermique. Une maîtrise de la demande et une évolution des comportements[89] seront indispensables en complément de nouvelles sources d'énergie. Des transformations de fond devront s'opérer dans le secteur des transports, passant notamment par le développement de nouveaux modèles d'aménagement du territoire et de transport des marchandises.

Les développements de filières énergétiques et technologiques alternatives devront permettre de compléter un approvisionnement pétrolier potentiellement insuffisant. Les biocarburants de deuxième ou troisième génération, les batteries pour véhicules électriques et hybrides, ou encore les véhicules au gaz naturel représentent autant de pistes technologiques à explorer en fonction des contextes.

Une stratégie ambitieuse d'adaptation à la contrainte pétrolière doit s'inscrire dans le cadre du renforcement de la politique énergétique cohérente avec les enjeux climatiques. La réduction des émissions de gaz à effet de serre issues des énergies fossiles nécessitera la pleine réalisation des substitutions dans les secteurs résidentiels, industriels et de production d'électricité, et la poursuite de la concentration du pétrole sur ses marchés à haute valeur ajoutée (transport et pétrochimie).

(84) Olivier Appert (2012), *Marchés de l'énergie 2012 : risques de tensions persistants,* Conférence IFPEN, Panorama 2012.
(85) Murray J. et King D. (2012), "Oil's tipping point has passed", *Nature* n° 481, janvier.
(86) *Arabnews* (2012), "Oil price of $100 per barrel is ideal: Al-Naimi", janvier.
(87) Natixis (2012), "Cours du baril et contraintes budgétaires dans les pays exportateurs de pétrole", *Flash économie*, n° 251, avril.
(88) En 2011, la facture énergétique française était de 62 Md€ (49 Md€ pour le pétrole et 13 Md€ pour le gaz), contre 48 Md€ en 2010. La facture pétrolière a augmenté de 28 % entre 2010 et 2011.
(89) Des pistes pour repenser la place de l'automobile et les nouvelles mobilités en territoire urbain, péri-urbain et rural sont développées dans les travaux suivants : CAS (2010), *Les nouvelles mobilités. Adapter l'automobile aux modes de vie de demain* ; CAS (2012), *Les nouvelles mobilités dans les territoires périurbains et ruraux.*

Enfin, il serait nécessaire de développer un système de réponse d'urgence en cas de crise d'approvisionnement. En 2005, l'AIE a publié un guide intitulé *Saving oil in a hurry*[90], qui recense les mesures visant à réduire rapidement la demande en cas de crise (restrictions de circulation, augmentation des fréquences des transports publics, etc.). Cependant, ces actions nécessitent une préparation à l'avance pour être prêts à agir en cas de besoin et, à l'image de plusieurs pays, la France aurait tout intérêt à se doter d'un tel plan d'urgence.

Dans tous les cas, nous devons nous attendre, dans les prochaines années, à une orientation à la hausse du prix du pétrole, avec une forte volatilité.

S'orienter dès maintenant vers une société plus sobre en carbone constitue la meilleure réponse pour réduire notre facture pétrolière, diminuer nos émissions de gaz à effet de serre, et améliorer la résilience de notre économie à un choc pétrolier.

CONCLUSION

Les énergies fossiles dans le mix énergétique mondial resteront prépondérantes au cours des prochaines décennies, mais les parts de marché évolueront en fonction des contraintes de développement et de ressources, ainsi que des possibilités de substitution. La production de pétrole brut conventionnel, qui semble avoir atteint un "plateau" depuis 2006, présente un risque de déclin entre 2020 et 2030, voire, pour certains experts indépendants, avant cette date. L'Arabie saoudite cherchera probablement à conserver ses capacités excédentaires de production, qui lui donnent une place particulière sur la scène mondiale. Néanmoins, une augmentation forte de la demande conduirait à les faire disparaître et à amplifier la volatilité des cours. Dans un marché structurellement tendu, une croissance rapide des pays émergents, une perturbation effective de la chaîne pétrolière mondiale voire sa simple évocation pourraient entraîner des envolées des prix importantes. Les ressources de pétrole non conventionnel sont considérables et pourraient prendre le relais, à condition toutefois que soient réalisés suffisamment rapidement les investissements nécessaires à leur mise en exploitation et que leurs conditions d'exploitation préservent l'environnement.

Mots clés : pétrole, prix du pétrole, réserves, géopolitique, énergie.

Septembre 2012
n°280
LA NOTE D'ANALYSE

Dominique Auverlot, Aude Teillant,
Centre d'analyse stratégique, département Développement durable
Olivier Rech, associé de Energy Funds Advisors.

(90) AIE (2005), *Saving Oil in a Hurry*.

ANNEXES

ÉVOLUTION DU PRIX DU PÉTROLE BRUT 1986-2012

Source : US Energy Information Administration.

Après une longue période de prix du pétrole relativement stables et bas (autour de 20 $/baril de 1986 à 2000), un décrochage s'est produit dans les années 2000, où les prix du pétrole ont suivi une tendance persistante à la hausse. Après le pic de 2008 (145 $/baril en juillet 2008) et le contrechoc lors de la crise économique mondiale (36 $/baril en décembre 2008), les prix du pétrole ont poursuivi leur tendance structurelle à la hausse. En dépit du ralentissement de la croissance économique mondiale, le pétrole a atteint en moyenne sur l'année 2011 un record historique de 111 $/baril (Brent) et se caractérise par une importante volatilité.

CAPACITÉS EXCÉDENTAIRES DE PRODUCTION DE L'OPEP ET PRIX DU PÉTROLE BRUT

Source : US Energy Information Administration, Short-Term Energy Outlook, mai 2012.

Le département de l'énergie américain estime que les capacités excédentaires de production de l'OPEP sont d'environ 2,4 Mb/j au premier quart 2012, soit leur niveau le plus bas depuis 2008. Les capacités excédentaires de production sont un indicateur important de la possibilité pour les producteurs de répondre à des perturbations potentielles. Par conséquent, de faibles capacités excédentaires de production sont associées à des prix du pétrole élevés et très volatils.

DERNIÈRES PUBLICATIONS À CONSULTER

sur www.strategie.gouv.fr, rubrique publications

Notes d'analyse :

N° 279 ■ **De Durban à Doha : l'Europe doit confirmer son retour dans les négociations climatiques** (septembre 2012)

N° 278 ■ **La participation des habitants : trois pistes pour rénover la politique de la ville** (septembre 2012)

N° 277 ■ **Aider les parents à être parents. Le soutien à la parentalité, une perspective internationale** (septembre 2012)

N° 276 ■ **Des technologies compétitives au service du développement durable** (septembre 2012)

N° 275 ■ **L'évolution récente des systèmes de recherche** (avril 2012)

N° 274 ■ **Pour un renouveau de la logistique urbaine** (avril 2012)

N° 273 ■ **L'accès au très haut débit** (mars 2012)

Centre d'analyse stratégique

Retrouvez les dernières actualités du Centre d'analyse stratégique sur :

- **Internet :** www.strategie.gouv.fr
- **Facebook :** centredanalysestrategique
- **Twitter :** Strategie_Gouv

La Note d'analyse n° 280 - septembre 2012 est une publication du Centre d'analyse stratégique

Directeur de la publication :
Vincent Chriqui, directeur général

Directeur de la rédaction :
Hervé Monange,
directeur général adjoint

Secrétaires de rédaction :
Delphine Gorges
Valérie Senné

Impression :
Centre d'analyse stratégique

Dépôt légal : septembre 2012

N° ISSN : 1760-5733

Contact presse :
Jean-Michel Roullé, responsable de la communication
01 42 75 61 37 / 06 46 55 38 38
jean-michel.roulle@strategie.gouv.fr

Le Centre d'analyse stratégique est une institution d'expertise et d'aide à la décision placée auprès du Premier ministre. Il a pour mission d'éclairer le gouvernement dans la définition et la mise en œuvre de ses orientations stratégiques en matière économique, sociale, environnementale et technologique. Il préfigure, à la demande du Premier ministre, les principales réformes gouvernementales. Il mène par ailleurs, de sa propre initiative, des études et analyses dans le cadre d'un programme de travail annuel. Il s'appuie sur un comité d'orientation qui comprend onze membres, dont deux députés et deux sénateurs et un membre du Conseil économique, social et environnemental. Il travaille en réseau avec les principaux conseils d'expertise et de concertation placés auprès du Premier ministre : le Conseil d'analyse économique, le Conseil d'analyse de la société, le Conseil d'orientation pour l'emploi, le Conseil d'orientation des retraites, le Haut Conseil à l'intégration.