

Dynamique des marchés pétroliers (DMP) – *La loi de l'offre*

Résumé

Cette DMP se concentre sur les paramètres fondamentaux de l'offre de pétrole brut. Nombre d'analystes partent du principe que des cours plus élevés entraîneront une vague de nouveaux investissements sur le marché pétrolier en amont, ce qui finira par faire augmenter l'offre et, normalement, par faire baisser les cours du brut, raisonnement économique des plus classiques. Les sociétés pétrolières et les pays exportateurs de pétrole essaieront, naturellement, d'engranger plus de bénéfices en augmentant la production d'abord, puis l'investissement pour gagner des parts de marché. Cependant, il serait bon d'examiner les facteurs déterminants et les contraintes qui interviennent dans l'équation de l'offre avant de conclure qu'une vague de nouveaux investissements se profile à l'horizon.

Augmenter sensiblement la production pétrolière mondiale pour répondre à une demande internationale croissante dépend de trois éléments, le premier étant financier. De manière générale, les producteurs investiront dans de nouvelles capacités s'ils sont sûrs que les cours resteront assez élevés pendant un certain temps pour que les dépenses d'investissement soient couvertes et les bénéfices assurés. **Le deuxième élément est le contrôle des ressources.** Les sociétés pétrolières internationales (SPI) sont confrontées à une situation où les réserves nationales n'augmentent, somme toute, plus. Elles sont également confrontées à des problèmes et à des coûts croissants lorsqu'elles cherchent à avoir accès à des réserves étrangères ou à en obtenir le contrôle, ou encore à s'implanter sur des marchés étrangers. Parallèlement, les sociétés pétrolières nationales (SPN) affirment de plus en plus leur maîtrise des « ressources souveraines » de leur pays. **Le troisième élément concerne les contraintes de capacité dictées par les technologies actuelles et le vieillissement des champs existants.** Certains analystes des marchés pétroliers estiment que le « pic pétrolier » n'est pas loin, et les faits semblent suffisants pour ne serait-ce qu'examiner la validité de cette affirmation.

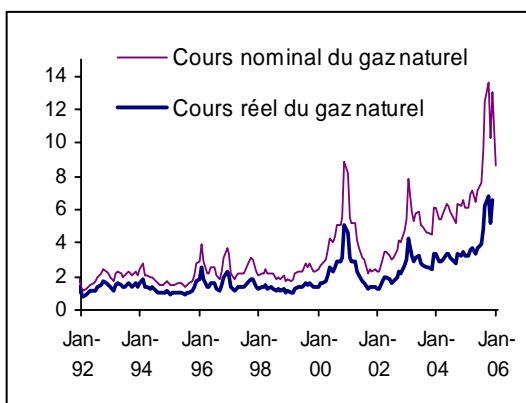
Malgré le tas de projets d'expansion annoncés récemment au Canada, pour les sables bitumineux, et ailleurs dans le monde, **les Services économiques d'EDC sont d'avis que l'offre supplémentaire ne remédiera que progressivement au resserrement du marché et qu'elle contribuera, au mieux, à une légère baisse des cours.** En fait, les décisions des entreprises et la géophysique de l'extraction pétrolière sont plus compliquées que ne le laisserait croire un raisonnement économique classique. D'après les Services économiques d'EDC, le cours moyen du West Texas Intermediate (WTI) restera élevé pendant quelque temps encore, ce que nous annonçons déjà dans notre DMP de l'hiver 2003 en disant que nous entrons dans une période de cours pétroliers mondiaux à la hausse. En 2005, le WTI s'est négocié, en moyenne, à 56,44 USD/baril, et il devrait avoisiner les 60 USD/baril en 2006. À plus long terme, il devrait redescendre d'environ 5 USD/baril pour revenir à quelque 40 USD/baril sur une base annuelle d'ici 2010, à mesure que l'offre augmentera et que la croissance de la demande se tassera pour retrouver une trajectoire plus stable de 1 % à 1,5 %, ce qui correspondrait plus ou moins à la croissance de l'offre.

Les bénéficiaires comptent

Le marché de la consommation **est approvisionné par deux principaux groupes de producteurs de pétrole brut**. Les SPI appartiennent au secteur privé. Les SPN appartiennent à des États et sont membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) ou généralement à des pays qui ne sont pas membres de l'OCDE (sauf le Mexique). La conclusion de la dernière DMP selon laquelle la dynamique de la demande a changé sur le marché pétrolier vaut aussi pour l'offre, car les décisions que doivent prendre les producteurs de pétrole ont plusieurs dimensions.

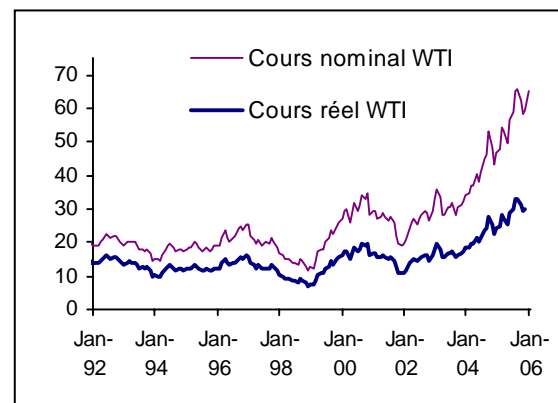
Quand nous pensons aux **SPI**, il est bon de nous rappeler qu'elles **rendent des comptes à leurs actionnaires et pas aux gouvernements des pays du G7** ou aux pays consommateurs ou producteurs de pétrole membres de l'OCDE dans lesquels elles sont peut-être présentes. Autrement dit, elles sont plus axées sur les bénéficiaires que sur l'intérêt public. Donc, les grandes sociétés pétrolières produiront (court terme) et investiront dans de nouvelles capacités (long terme) afin de s'assurer des bénéficiaires maximaux. À court terme, cela signifie augmenter la capacité sur le terrain et pomper le plus possible, tandis que les décisions à plus long terme concernent l'exploitation de réserves connues et/ou de la prospection et des achats pour remplacer des réserves qui s'amenuisent et pour en constituer d'autres. Les grandes sociétés pétrolières doivent décider du type d'activité ou de la combinaison d'activités dans lesquelles elles s'engageront. Ce choix peut comprendre une combinaison de pétrole : en amont, le transport, en aval et la vente au détail, sans oublier la prospection, la livraison et la vente au détail de gaz naturel. Il est assez courant qu'elles envisagent d'investir soit dans le pétrole soit dans le gaz naturel, étant donné que les deux ressources se trouvent généralement à peu de distance l'une de l'autre, quand elles ne sont pas associées au même champ pétrolier, et la plupart des grandes sociétés pétrolières connaissent déjà les deux produits. En fait, les cours du West Texas Intermediate et du gaz naturel (Henry Hub) atteignent actuellement des sommets.

Graphique 2 : Cours du gaz naturel – USD/mmbtu



Source : Bloomberg.

Graphique 1 : Cours du brut – USD/baril



Source : Bloomberg.

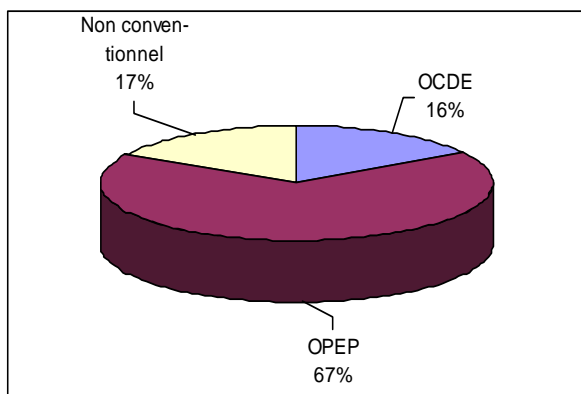
Avec des cours du pétrole brut et du gaz naturel au plus haut, les producteurs à la fois de gaz et de pétrole ne se demandent plus dans quel champ investir, mais quel investissement réaliser en premier, à savoir, dans le pétrole brut ou dans le gaz naturel et le gaz naturel liquéfié (GNL). En outre, les bases de ressources s'amenuisant, les SPI sont confrontées à des choix plus compliqués. En 2004, Shell, qui compte parmi les plus grandes SPI, a annoncé brusquement une révision à la baisse de 20 % de ses réserves,

tandis que Chevron déclarait dernièrement que le temps du pétrole facile était révolu. Il peut sembler difficile de décider du champ et du type de champ (à terre profond, en mer profond, national, étranger, classique ou nouveau) à exploiter, mais il faut aussi se demander jusqu'où les cours pétroliers peuvent s'envoler avant que d'autres sources de pétrole, comme l'huile de schiste, deviennent économiques ou que des sources d'énergie de remplacement, comme les biocarburants (éthanol ou biodiesel), soient envisagées. Par ailleurs se pose la question, peut-être plus pertinente dans les années 1980 et 1990, époque où la demande réagissait plus au prix ([voir DMP de mai 2005](#)), de savoir à quel niveau les cours deviendront destructeurs pour la demande. En fait, les **SPI et les SPN doivent tenir compte de la longévité de prix de l'énergie plus élevés et des délais d'amortissement des investissements**. Sachant cela, il devient plus facile de décoder les intentions d'investissement et, donc, d'évaluer les perspectives à plus long terme en ce qui concerne les cours du pétrole en se fondant sur l'offre mondiale supplémentaire à venir, mais ce n'est pas tout.

À qui appartiennent vraiment les réserves?

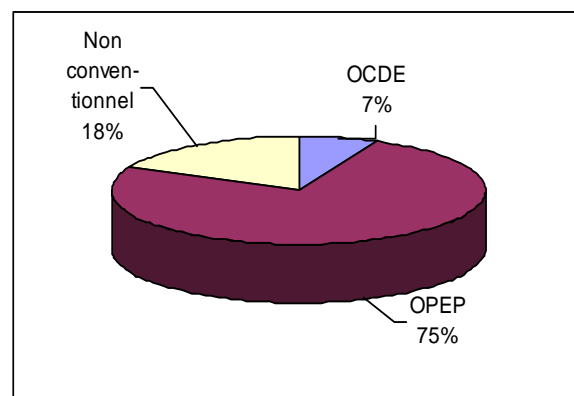
Il est certain que **le jeu prend un nouveau tour pour les SPN et les gouvernements qui contrôlent des réserves encore énormes et inexploitées. Ils se demandent à présent combien ils peuvent encore soutirer aux SPI ou transférer dans les coffres nationaux** par rapport à ce qui était convenu dans des contrats passés. Ainsi, le Venezuela a obligé les SPI titulaires des 32 contrats d'exploitations conclus dans les années 1990 avec des entités étrangères à transformer ces contrats en accords de coentreprise avant la fin de 2005. La PDVSA (SPN vénézuélienne) détient au minimum 51 % des parts. Plus au nord, la nationalisation opérée au Mexique dans les années 1930 a pour effet d'empêcher les SPI de reprendre pied dans le secteur pétrolier. Quant à la Bolivie, qui possède les deuxièmes réserves de gaz naturel d'Amérique du Sud, elle vient de jurer de mettre en œuvre sa propre stratégie de nationalisation.

Graphique 3 : Répartition géographique des réserves prouvées – 1984



Source : British Petroleum Yearbook.

Graphique 4 : Répartition géographique des réserves prouvées – 2004



Source : British Petroleum Yearbook.

Par ailleurs, le secteur pétrolier nigérian continue de poser des problèmes qui limitent la marge de manœuvre des SPI à terme ou qui auront probablement des répercussions dessus. La production pétrolière nigériane se trouve principalement dans les régions côtières méridionales, où la population locale revendique une part plus importante de la richesse créée par l'extraction du brut. Le gouvernement est mis au défi d'accorder plus par le biais du partage des recettes budgétaires et les SPI sont également obligées de

réorienter une part toujours plus importante de leur propre source de revenus vers ces collectivités sous forme d'emplois et d'aménagement d'infrastructures. Pendant ce temps, le gouvernement russe a démantelé le principal producteur de pétrole du secteur privé russe – en nationalisant, en fait, ses actifs – et on craint de plus en plus que d'autres subissent le même sort. La confusion règne aussi dans le secteur pétrolier iraquien. Des différends sur la propriété concernant des contrats conclus sous le régime de Saddam Hussein crée un vide qui empêche de nouveaux investissements jusqu'à ce que la situation juridique soit tirée au clair. Enfin, les questions soulevées par l'orientation du programme nucléaire iranien font craindre que l'Iran s'expose à un embargo qui pourrait se traduire par une perte de production de quelque 4 mb/j de pétrole brut, ce qui équivaut à 5 % de la consommation mondiale quotidienne.

Les pays actuellement parties à des différends intérieurs ou extérieurs sur la production ou les recettes pétrolières et ceux qui imposent des restrictions à la participation étrangère dans leur secteur pétrolier représentent de 60 % à 70 % environ de la production mondiale de pétrole brut. À eux seuls, les membres de l'OPEP représentaient quelque 40 % de la production mondiale en 2004, mais ils pourraient répondre à 50 % environ de la demande mondiale d'ici 2030.

À eux tous, **les pays qui laissent les SPI accéder plus ou moins sans encombre à leurs réserves, comme le Canada, les É.-U., ou les pays qui se partagent la mer du Nord, ne produisent que 18 mb/j, soit environ 22 % de la production mondiale.** La production des pays membres de l'OCDE donne une idée approximative de ce que représente cette part (voir graphique 5). D'après les toutes dernières projections de l'offre à long terme de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) de l'OCDE, cette part de la production tombera à quelque 12 % d'ici 2030. En dehors du Canada, qui devrait augmenter sa production en exploitant ses sables bitumineux, ces autres pays et régions voient diminuer leurs taux de production de brut au fil des années. La production américaine ne cesse de baisser depuis les années 1970, tandis que celle de la mer du Nord a atteint son maximum à la fin des années 1990. Au total, la production des pays de l'OCDE (hors Mexique) fléchit depuis cinq ans.

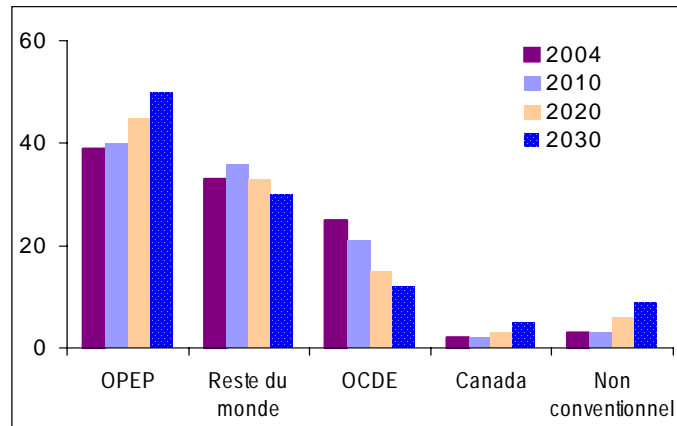
De même, les SPI présentes dans les pays membres de l'OCDE semblent confrontées à un amenuisement de leurs réserves et, donc, à une baisse de leurs taux de production. **Depuis 2000, les grandes sociétés pétrolières ont enregistré une diminution de 11,5 % de leurs réserves prouvées.** Le hic, c'est qu'au minimum, il sera plus coûteux d'exploiter les dernières réserves se trouvant à l'étranger, hors de la zone OCDE ou que cela deviendra peut-être trop restrictif. En fait, la question du pic pétrolier (voir ci-dessous) pourrait se poser autant pour les SPI que pour les pays de l'OCDE (à l'exclusion du Canada et du Mexique).

Mais peuvent-ils le faire?

On entend par « pic pétrolier » la théorie de certains dans l'industrie pétrolière selon qui **la production de pétrole mondiale ne pourra suffire à répondre aux besoins d'une consommation croissante** et qu'à un moment donné, elle sera dépassée par la demande. Ce pourrait être dès 2007-2008 ou pas avant 2015, selon la plupart des théoriciens du « pic pétrolier », mais l'AIE et l'EIA estiment toutes deux que ce pic ne se profilera pas avant 30 voire 50 ans d'ici. De fait, les réserves pétrolières prouvées représenteraient de 1 à 1,3 billion de barils de brut encore inexploités.

L'Arabie saoudite fournit aujourd'hui de 10 à 11 mb/j, soit environ 12 % de la consommation mondiale quotidienne. D'après les toutes dernières projections à long terme de l'AIE et de l'Energy Information Administration (EIA) des É.-U., les Saoudiens devraient couvrir environ 16 % de la consommation mondiale, ou 18,2 mb/j dans 25 ans. En fait, la production des cinq premiers pays producteurs/exportateurs de pétrole (Arabie saoudite, Russie, Iran, Mexique et Venezuela) – où le climat d'investissement n'est ni ouvert ni engageant pour les SPI – représente tout juste plus du tiers de la production mondiale. Ces mêmes cinq pays détiennent aussi plus ou moins la moitié des réserves pétrolières mondiales et, selon l'AIE, ils devraient couvrir d'ici 2030 près de 40 % d'une consommation mondiale avoisinant les 115 mb/j. Cependant, on ne sait pas vraiment s'ils peuvent augmenter leur production pour répondre à cette demande mondiale croissante.

Graphique 5 : Production pétrolière mondiale (en pourcentage du total)



Source : AIE.

Si l'Arabie saoudite veut atteindre d'ici 2030 le volume de production prévu, elle devra augmenter sa production de 7,7mb/j sur cette période, soit de quelque 310 000 b/j par an. Ainsi ventilée, la tâche ne semble pas insurmontable. Mais les théoriciens du pic pétrolier pensent autrement en raison du vieillissement des champs saoudiens (certains ont 50 ans). Il est un fait incontournable dans la vie de tout champ pétrolier, à savoir qu'à un moment donné, le taux de production commence à diminuer. D'après certains experts, les Saoudiens, qui utilisent les toutes dernières technologies, augmentent les volumes d'eau afin de tirer plus de ces puits, ce qui donne à penser que ces champs ne tarderont peut-être pas à atteindre leurs taux de production maximaux. **Cela dit, il s'agit de savoir non pas si les Saoudiens peuvent produire 310 000 b/j supplémentaires par an, mais s'ils peuvent augmenter suffisamment leur production pour compenser aussi la baisse de taux de leurs champs.** On ne dispose de pratiquement aucune donnée tangible sur l'état des réserves et des champs saoudiens. Les Saoudiens affirment qu'ils n'auront guère de mal à atteindre les nouveaux objectifs et qu'ils comptent porter leur capacité totale à 12,5 mb/j d'ici 2010, ce qui assurerait plus ou moins la croissance de l'offre de 310 000 b/j par an avancée dans les projections de l'AIE et leur permettrait donc de combler tout manque.

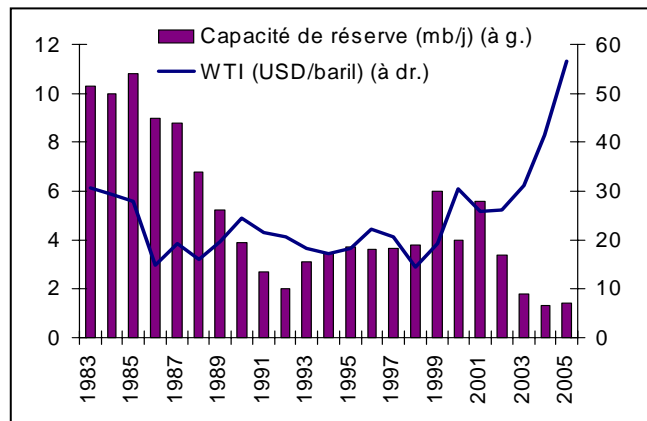
Si l'on prend l'augmentation de la production totale nette nécessaire pour **répondre à la demande d'ici 2030, les producteurs mondiaux devront relever leur production de 31,3 mb/j ou 1,25 mb/j au cours de chaque année.** Cependant, à l'instar de l'Arabie saoudite, les gains cumulatifs combinés côté offre pour les pays membres de l'OPEP et les autres pays producteurs n'appartenant pas à l'OCDE sont moins certains, car ces pays sont confrontés au même problème de baisse des taux de production des champs, et que l'on ne dispose guère de données fiables sur l'état véritable de l'industrie sur ces marchés. En fait, il est prévu que les pays membres de l'OPEP augmentent leur production (nette de taux en baisse) de 2,2 % par an, ce qui représente de 23,4 mb/j à

57,4 mb/j en plus d'ici 2030, tandis que le reste du monde est supposé augmenter la sienne de 14,7 mb/j sur les 25 prochaines années. En attendant, on peut être assez certain que les augmentations de production brutes et nettes prévues dans des endroits comme le Canada se concrétiseront, mais on s'attend, en fait, à ce que la production nette totale de l'OCDE baisse, grosso modo, de 270 000 b/j par an sur les 25 prochaines années. Bref, les pays producteurs devront compenser non seulement la baisse naturelle de leurs propres taux, mais aussi celle des taux d'autres pays et augmenter la production pour répondre à la demande mondiale. **Il devient donc plus difficile de prévoir à si long terme et plus probable que les prix soient plus instables.**

On entend par capacité de réserve mondiale la quantité supplémentaire que les pays producteurs de pétrole peuvent produire de façon soutenue dans certains délais et à un horizon temporel donné (p. ex., d'ici 30 jours et sur six mois.)

Cependant, la capacité de réserve mondiale ne cesse de diminuer depuis cinq ans. D'après le graphique 6, cette capacité (située principalement en Arabie saoudite) avoisine à présent les 1,5 mb/j, contre environ 6 mb/j en 2000 et 10 mb/j jusqu'au milieu des années 1980. De toute évidence, à mesure que la capacité de réserve diminue, les cours pétroliers et leur instabilité augmentent. Cela dit, et étant donné les augmentations prévues, on ne sait pas vraiment si l'industrie pourra une fois de plus reconstituer une capacité de réserve, surtout si elle a du mal à augmenter sa production pour répondre à une demande croissante et compenser des taux de production des champs en baisse. Dans le cas de l'Arabie saoudite, la capacité de réserve pourrait n'être plus que de 1 mb/j avant 2010, autrement dit encore plus basse qu'à l'heure actuelle, d'où la possibilité d'une plus grande instabilité des prix.

Graphique 6 : Capacité de réserve WTI et OPEP



Sources : Bloomberg, OPEP, AIE.

Prévisions des cours du pétrole brut

La **DMP précédente**, qui portait essentiellement sur la demande de pétrole ([lien avec la DMP de mai 2005](#)), **contenait trois messages clés**. **1) La demande ne réagit plus à la hausse des prix**, en particulier dans les pays industriels, car ces économies consomment moins d'énergie par unité de PIB qu'il y a 10 ans. Cela signifie qu'elles peuvent s'accommoder de prix plus élevés. **2) En prix constants, les cours ne font que se rapprocher des sommets atteints pour la dernière fois dans les années 1980**. **3) Dans bien des économies émergentes, la demande ne réagit pas aux signaux des prix parce que le prix des produits y est subventionné** (au moins en partie). La Chine est l'élément clé de cette analyse, car elle représentait à elle seule quelque 22 % de la hausse de la croissance de la consommation en 2004-2005 et que les prix de l'essence qui y sont pratiqués restent considérablement subventionnés. En résumé, les paramètres fondamentaux de la demande ont changé de sorte que la demande réagit moins à la hausse des cours du pétrole brut que dans le passé.

Tableau 1 : Offre et demande pétrolières mondiales – en millions de barils par jour

	2004	2005	2006p	2007p	2010p	2030p
Demande- total	82,2	83,3	84,5	85,6	92,5	115,4
Offre – total	83,0	84,1	85,1	86,2	92,5	115,4
OPEP*	33,0	34,0	34,8	35,5	36,9	57,4
OCDE	21,3	20,3	20,0	19,7	19,2	13,5
Reste du monde (et gains de raffinage)	28,7	29,8	30,3	31,0	36,4	44,5
Augmentation (+)/baisse(-) des stocks	0,8	0,8	0,6	0,6	0	0

Source : AIE, CERI, Services économiques d'EDC.
*comprend le pétrole lourd, les LGN et la production iraquienne.

Côté offre, trois éléments se dégagent en ce qui concerne la capacité de l'industrie d'augmenter la production, mais on conclut aussi que les paramètres fondamentaux de l'offre ont également changé de sorte que les cours pétroliers resteront élevés et instables. **1) Les SPI souhaitent maximiser les bénéfices, alors que les SPN voudraient augmenter les recettes budgétaires. 2) Cependant, la mesure dans laquelle les SPI peuvent accéder librement aux réserves que contrôlent les SPN ou une entité étrangère et les exploiter est également importante.** Les SPI investiront donc probablement dans de nouvelles capacités à l'étranger, à condition d'avoir accès à de nouvelles réserves, tandis que les SPN et les États souverains qui ont le contrôle desdites réserves exigeront probablement une plus grande part de la source de revenus. **3) Enfin, si l'on s'attend à des investissements dans de nouvelles capacités, on ne sait pas vraiment, officiellement, si l'industrie (SPI et SPN) a les moyens matériels d'assumer de nouvelles capacités.** En fait, elle devra non seulement augmenter la production de 1,25 mb/j par an (net) pour répondre à une demande croissante, mais aussi couvrir la baisse des taux mondiaux, que l'on ne peut estimer précisément à l'heure actuelle, et augmenter la capacité d'environ 60 000 à 100 000 b/j par an pour reconstituer sa capacité de réserve.

Les nombreux événements survenus au cours de l'année écoulée, à un moment où la capacité de réserve était déjà étirée au maximum, ont montré à quel point le marché est devenu sensible à l'incidence perturbatrice des défaillances systémiques. L'an dernier, le WTI a franchi brièvement la barre des 70 \$/baril et, en ce début de 2006, il la frôle encore. Dans le même temps, la demande de brut semble grandir au même rythme que la nouvelle offre et, donc, empêcher toute véritable constitution de réserves commerciales ou de capacité de réserve. D'après les Services économiques d'EDC, l'offre continuera de *suffire* à satisfaire la demande dans l'année à venir et au-delà. Toutefois, cela signifie que la capacité de réserve ne reviendra pas à ses niveaux antérieurs. Donc, en moyenne, les cours pétroliers oscilleront dans la fourchette des 60 USD/baril en 2006 pour le WTI. On s'attend à un fléchissement graduel en 2007 et chaque année ensuite, le temps que le marché se convainque que l'offre est *suffisante*.

Une nouvelle ère de cours élevés du pétrole signifie que le marché restera tendu à l'horizon prévisionnel. Il n'y aura pas de pénuries, mais pas vraiment non plus de capacité de réserve ou de souplesse dans le système. Ce qui est clairement différent dans ces prévisions, et dans celles faites par les analystes il y a deux, trois ans, c'est que l'évolution des paramètres fondamentaux de l'offre et de la demande se traduit par une moyenne des prix à long terme nettement plus élevée d'environ 45 USD/baril, contre environ 20 \$/baril, il y a 10 ans. Cette situation suscite aussi une réflexion intéressante. Les nouveaux investissements se multiplient

certes pour augmenter la production pétrolière classique et exploiter d'autres sources (sables bitumineux, huile de schiste), et on voit relancer les efforts de conservation après des commentaires comme ceux du président Bush dans son dernier discours sur l'état de l'Union à propos d'une « accoutumance au pétrole ».

Fait intéressant, cette nouvelle ère de cours élevés pourrait, en fait, semer les graines d'une correction des prix du pétrole brut et des produits pétroliers. L'AIE estime à 3 billions de USD les nouveaux investissements nécessaires dans le secteur pétrolier entre maintenant et 2030 pour maintenir l'offre dans sa trajectoire de croissance. Les SPI et autres organismes multilatéraux pourraient réorienter leurs investissements vers l'exploitation d'autres sources d'énergie, comme les bio-carburants, ce qui se traduirait, en fait, un jour par une offre plus large, car les consommateurs pourraient choisir de ne plus conduire de voiture à essence et de ne plus se chauffer au pétrole. Apparemment, certaines SPI réfléchissent à cette option. Mais il se passera probablement beaucoup de temps avant que l'application commerciale des carburants de remplacement devienne possible, ce qui fait que le scénario des prix élevés dans la prochaine décennie est encore plus plausible.

Tableau 2 : Prévisions des prix à long terme du pétrole et du gaz naturel

	WTI – USD/baril	WTI –USD/baril	Gaz naturel (HH) – USD/mmbtu	Gaz naturel (HH) – USD/mmbtu
	Moyenne	Fourchette	Moyenne	Fourchette
1990-1999	19,72		2,03	
2003	31,06		5,49	
2004	41,51		5,90	
2005	56,44		8,75	
2006 prévisions	60,00	55-65	9,75	9,00-11,00
2007	55,00	50-60	8,50	7,50-9,50
2008	50	45-55	7,50	6,50-8,50
2009	45	40-50	6,50	5,50-7,50
2010	45	40-50	5,50	4,50-5,50
2015	45	40-50	5,50	4,50-5,50

Source : Bloomberg, Services économiques d'EDC.

Les opinions exprimées sont celles de l'auteur et pas nécessairement celles d'Exportation et développement Canada.