



VII / Énergie : la nouvelle donne américaine

*Michaël Bret**

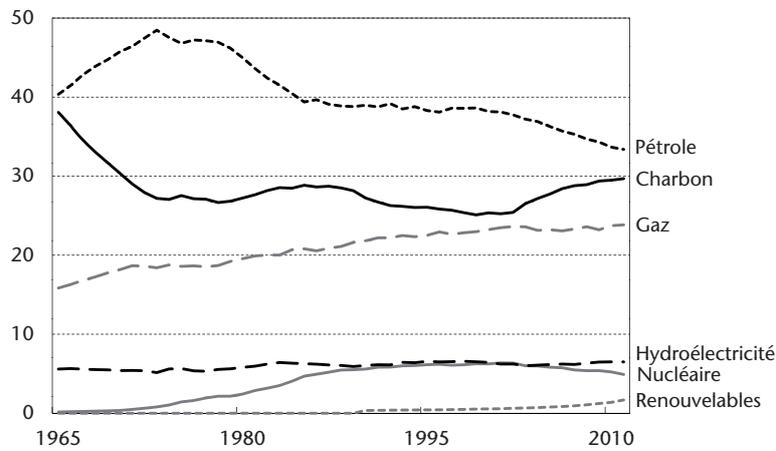
Le marché mondial de l'énergie a connu ces dix dernières années des évolutions importantes. À rebours des tendances passées, la croissance des pays émergents a remis au premier plan le charbon dans la production de l'électricité. Depuis 2004, la réaction de la production de pétrole au prix est devenue atypique. Enfin, les États-Unis ont changé radicalement de politique énergétique avec le développement des gaz et pétroles de schiste. Ces développements ont eu des répercussions sur le prix mondial de l'énergie et les balances énergétiques à travers le monde. Une perspective longue permet de prendre la mesure de ces transformations.

La renaissance du charbon

En dépit de la progression continue du gaz depuis cinquante ans, le pétrole et le charbon dominent toujours le paysage énergétique mondial, chacun représentant un peu moins d'un tiers de la consommation mondiale (graphique 1). Mais une rupture est intervenue au cours des dix dernières années pendant lesquelles la progression de la demande de charbon a quasiment égalé celle de toutes les autres formes d'énergie réunies : + 1 350 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) entre 2000 et 2011, contre + 1 570 Mtep (graphique 2). Une sorte de renaissance après la chute rapide enregistrée à la fin des années 1960.

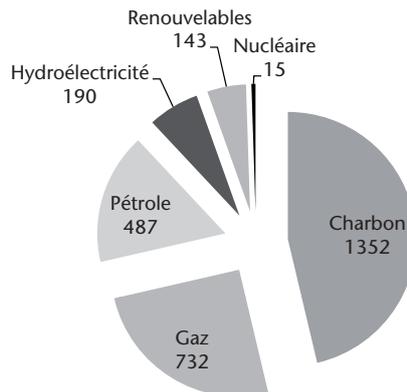
* Michaël Bret est directeur de la recherche thématique à AXA Investment Managers.

Graphique 1. Part des énergies primaires dans la production mondiale



Source: BP [2013].

Graphique 2. Évolution de la demande mondiale par source d'énergie primaire entre 2000 et 2011 (en millions de tonnes équivalent pétrole)



Source: Agence internationale de l'énergie [2012].

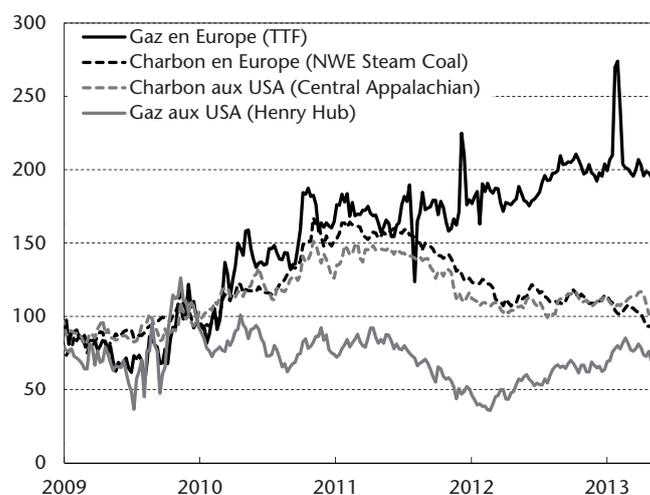
Avantages économiques et avantages techniques

Le succès du charbon s'explique avant tout par son faible coût relatif, s'agissant tant de la matière première que des investissements qui s'y attachent. Alors qu'en dollars constants, le prix du pétrole a été multiplié par huit depuis les années 1990, celui du charbon a seulement doublé. Mais cette forme d'énergie a aussi des avantages techniques et accompagne aisément le développement industriel. En l'absence de normes strictes de pollution, une centrale à charbon reste l'une des solutions les moins onéreuses pour produire l'électricité lorsque l'expansion des réseaux est rapide. Les centrales à charbon ne nécessitent pas la construction d'un réseau d'approvisionnement comme les centrales à gaz, ni

de planification à long terme comme les centrales nucléaires. Le développement asiatique de la dernière décennie a très logiquement tiré l'essentiel de la demande mondiale de charbon.

Mais le charbon est encore largement utilisé dans les pays de l'OCDE, principalement pour la génération d'électricité : en 2010, il servait à produire 34 % de l'électricité et couvrait 20 % des besoins énergétiques totaux. Une grande partie des centrales au charbon datent des années 1960 et 1970 et arriveront bientôt en fin de vie. Le choix devra être fait entre rénovation et mise aux normes des centrales existantes ou construction de nouvelles centrales, principalement au gaz. En Europe, les projets de construction de centrales au gaz ont été largement remis ces dernières années au bénéfice de l'extension des durées de vie des centrales au charbon. Aux États-Unis, la production de gaz de schiste a permis une forte baisse du prix du gaz ce qui donne un avantage économique à la construction de nouvelles centrales au gaz. La consommation de charbon par les compagnies électriques américaines est passée d'un pic de consommation de 954 millions de tonnes en 2007 à quelque 700 millions de tonnes en 2012. À l'opposé, le gaz européen s'est renchéri à la suite des ruptures d'approvisionnement de mer du Nord et de Russie (graphique 3). Le charbon américain, peu compétitif aux États-Unis et plus facile à exporter que le gaz, est venu approvisionner l'Europe (les exportations américaines de charbon ont augmenté de 31 % en 2012, soit 22 millions de tonnes).

Graphique 3. Prix du gaz et du charbon aux États-Unis et en Europe
(Base 100 = moyenne 2009)



Source: Bloomberg.

Cependant, la vague de renaissance du charbon devrait être de courte durée car ses coûts d'exploitation vont augmenter avec la mise en place progressive des réglementations environnementales. Il s'agit notamment de l'installation de filtres, de la récupération des polluants solides (aux États-Unis, par exemple, la moitié des rejets de mercure dans l'atmosphère provient encore du charbon selon l'Agence de protection de l'environnement) et des normes de traitement et d'enfouissement des cendres. Par ailleurs, les faibles coûts actuels de la matière première sont liés à des cycles aux États-Unis et en Chine qui pourraient se renverser.

Un mix énergétique défavorable aux énergies renouvelables en Europe

Le manque d'investissement en gaz et en renouvelables va à la fois contre les objectifs de politique énergétique des dirigeants européens et contre ce dont l'industrie de l'énergie aura besoin pour innover et se développer. L'intensification des énergies renouvelables dans le *mix* énergétique (éolien, solaire, marémotrice) nécessite une capacité thermique réactive. Le gaz est préférable au charbon pour remplir ce rôle en raison de ses émissions limitées (sur le lieu de combustion en tout cas). Les secteurs du gaz et des énergies renouvelables ont de fortes complémentarités et ont besoin l'un de l'autre pour prospérer.

La différence du prix du gaz entre États-Unis et Europe conditionne le *mix* énergétique des deux côtés de l'Atlantique et donc aussi le développement des secteurs amont (solaire, éolien). Le problème de long terme que cela pourra poser, paradoxalement, est celui de la capacité du paysage énergétique européen à favoriser l'émergence des énergies renouvelables.

Un marché du pétrole sous tension

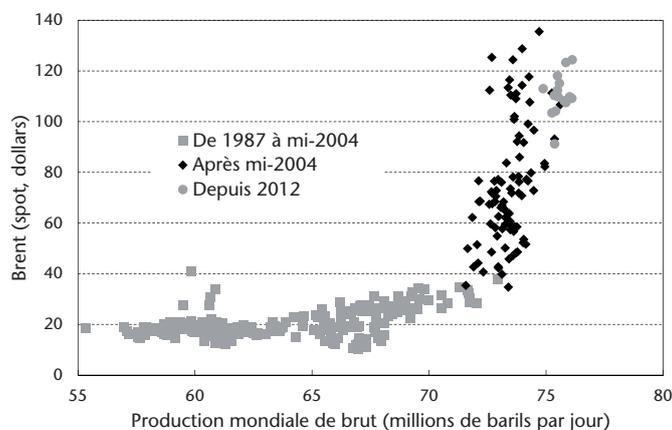
La place du pétrole dans la consommation est avant tout due au transport pour lequel il n'existe pas de véritable substitut. Ce secteur représente 71 % de la consommation américaine totale de pétrole [U.S. Energy Information Administration, 2013]. Ces trois dernières années, la croissance de la flotte automobile chinoise (voitures individuelles et petits utilitaires) explique plus de la moitié de l'augmentation de consommation de pétrole dans le monde, soit 790 000 barils par jour en 2012. Elle correspond à l'enrichissement de la population et à une évolution de l'urbanisme et de l'organisation de l'espace autour de nouveaux modes

de consommation et de production. Le ralentissement de la croissance chinoise ne signifiera donc pas la fin de la soif mondiale de pétrole.

Quand la production mondiale de brut a cessé de répondre au prix

Depuis juillet 2004, la production mondiale de brut ne répond plus que très difficilement aux variations du prix. Il est tentant d'interpréter la ligne quasi verticale du graphique 4 comme témoignant de ce que la production mondiale a atteint le *peak oil* (point à partir duquel l'extraction d'une ressource rare va en diminuant). En réalité, la production mondiale croît encore, bien que lentement : le nuage de points s'élargit légèrement vers la droite. Le *trend* de la production est encore positif, bien que faible. A donc été atteint un « plateau de production » plutôt qu'un « pic », où la production croît lentement, en exploitant des réserves toujours plus onéreuses, accessibles à mesure que le prix se stabilise à de hauts niveaux.

Graphique 4. **Production mondiale de brut et prix du brent, 1987-2013**



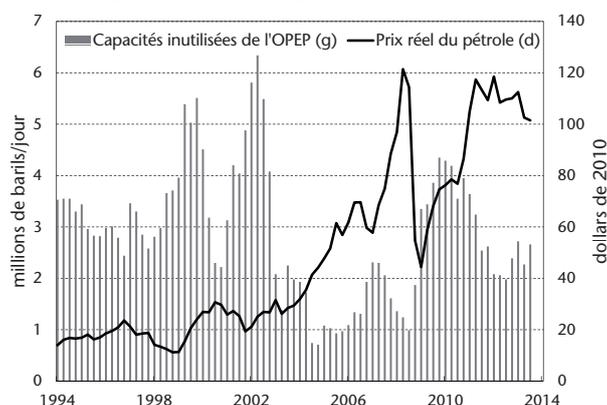
Source: Bloomberg.

Le cartel de l'OPEP assure encore une large part de l'offre de pétrole brut, soit plus de 30 millions de barils par jour sur une production mondiale d'environ 85 millions de barils par jour. Surtout, l'Arabie saoudite est le seul pays producteur à disposer d'importantes réserves de capacités de production – c'est-à-dire, suivant la définition du ministère de l'Énergie américain, d'un volume pouvant être mis en production sous trente jours et soutenu au moins quatre-vingt-dix jours.

La production de pétrole brut se distingue en effet des autres industries par l'ampleur des capacités restant en permanence inutilisées. Celles-ci permettent de répondre aux variations prévisibles et saisonnières de la demande (pics de consommation d'hiver, d'été, maintenance des raffineries), mais sont surtout destinées à faire face à des chocs imprévus comme des crises géopolitiques. Ainsi, pour compenser la perte de l'offre libyenne, intervenue lors de la crise de 2011 en Libye, la production saoudienne a utilisé l'ensemble de sa capacité de réserve à même de produire du brut suffisamment léger pour s'y substituer.

Or, après avoir atteint 6,3 millions de barils par jour au second semestre 2002, la capacité de réserve de l'OPEP est passée durablement sous les 2,5 millions de barils par jour entre 2003 et 2008, pour remonter au-delà des 4,3 millions de barils par jour en 2009 et 2010, et rechuter aujourd'hui à 1,9 million de barils par jour (estimations du ministère de l'Énergie des États-Unis). Ce niveau, historiquement bas (moins de 3 % de l'offre globale), a joué un rôle clé dans la hausse des prix de 2003 à 2008 : face à la croissance rapide de la demande, il laissait peu de moyens de pallier les ruptures d'approvisionnement d'autres producteurs. Dans ce cas, les prix du pétrole réagissent très rapidement et très vivement aux risques géopolitiques (graphique 5).

Graphique 5. Prix du pétrole et capacités inutilisées de l'OPEP



Sources : U.S. Energy Information Administration, Thomson Reuters.

La volatilité des prix observée entre 2008 et 2011 est appelée à perdurer tant que les capacités de réserve de l'Arabie saoudite resteront faibles. Pendant quelques années, l'OPEP a perdu sa capacité à stabiliser le prix du pétrole, dont l'évolution à moyen terme a principalement reflété le coût de production des sites

Encadré 1. Qu'est-ce que le pétrole de schiste ?

Schistes bitumineux, pétroles et gaz de schiste se distinguent par leur histoire géologique et l'état de maturité de la matière organique dont ils sont issus, cette maturité dépendant elle-même de la température atteinte au cours de l'enfouissement :

- si l'enfouissement a été insuffisant (moins de 2 000 mètres), la matière organique contenue dans les schistes n'est pas transformée en hydrocarbures. On parle alors de « schistes bitumineux » (*oil shale*). Ce sont des pierres imbibées de pétrole extra-lourd qui ressemblent à des morceaux de charbon. Elles sont extraites depuis des décennies dans des mines, en Estonie, en Chine et au

Brésil. Pour les transformer en hydrocarbures, on doit les chauffer (faire artificiellement ce que la nature n'a pas fait) ;

- lorsque l'enfouissement a été un peu plus important (2 000 à 4 000 mètres), la matière organique a été transformée en hydrocarbures liquides. Ce pétrole a pu soit s'échapper des schistes pour former des gisements conventionnels, soit rester piégé dans les schistes, c'est alors le pétrole de schiste. Le pétrole de schiste est un liquide très léger et à très faible teneur en soufre ;

- lorsque l'enfouissement a été très important (supérieur à 4 000 mètres), la roche-mère engendre du gaz. La fraction de ce dernier qui reste piégée dans les schistes est le gaz de schiste (Institut français du pétrole).

« marginaux » auquel s'ajoute régulièrement une prime de risque, au gré des crises géopolitiques. Depuis la fin de 2012, la capacité de réserve s'est cependant reconstruite pendant que la production américaine s'accélérait. Depuis quelques mois, le prix du pétrole est redevenu très stable entre 100 et 110 dollars le baril.

Pétrole de schiste, la nouvelle ruée vers l'or noir ?

Une envolée du schiste aux États-Unis

Sur la scène pétrolière mondiale, le changement majeur, et jusqu'il y a peu inattendu, est l'accélération stupéfiante de la production américaine de pétrole « non conventionnel » (encadré 1). Elle a mobilisé 134 milliards de dollars d'investissements entre 2008 et 2012, et créé des centaines de milliers d'emplois dans le Dakota du Nord et au Texas. Le résultat est une montée sans précédent de la production de pétrole brut qui atteint presque 2 millions de barils par jour selon les dernières données (graphique 6). Aujourd'hui, le pétrole de schiste américain représente déjà 2,2 % de la production mondiale de pétrole.

Que cette tendance se poursuive, retombe ou au contraire s'accélère, reste cependant une question ouverte. L'innovation technologique pourrait offrir de nouvelles opportunités ; mais les gisements les plus rentables ont peut-être déjà été exploités.

Encadré 2. Pétrole de schiste et environnement

La fracturation hydraulique utilisée pour la production d'énergie non conventionnelle requiert d'importantes quantités d'eau et utilise des additifs potentiellement nocifs. L'utilisation de l'eau dans la fracturation est suspectée de pouvoir contaminer les eaux souterraines et de surface. L'EPA (U.S. Environmental Protection

Agency) réalise actuellement une étude sur les effets de la fracturation hydraulique sur les ressources en eau potable, dont les conclusions sont attendues en 2014, tandis que l'industrie a mené des études visant à promouvoir la sécurité de la fracturation hydraulique. Or certains États ont déjà décidé d'en limiter l'usage alors que d'autres, comme le Vermont, l'ont même banni de leur territoire [Société générale, 2013].

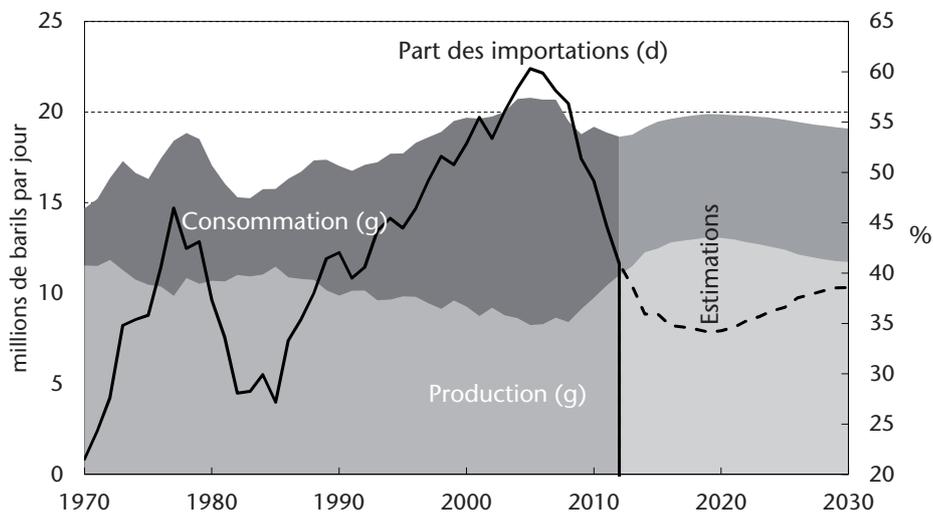
Les risques environnementaux et des normes plus strictes pour l'extraction pourraient augmenter les coûts (encadré 2). La production de pétrole de schiste a bénéficié des plates-formes de forage et des capitaux libérés par le ralentissement de la production de gaz de schiste, après que les prix du gaz ont durablement plongé. Mais les caractéristiques géologiques font que l'extraction du pétrole est plus intensive en capital et laisse une empreinte carbone plus élevée que celle du gaz. En conséquence, le pétrole de schiste est encore plus sensible à la réglementation environnementale, y compris à l'introduction d'un prix du carbone.

L'U.S. Energy Information Administration a présenté trois scénarios jusqu'en 2040. Selon le scénario central, la production de pétrole de schiste américain devrait culminer autour de 3 millions de barils par jour en 2020, portant la production totale de pétrole américain à 8 millions de barils par jour (10 millions de barils par jour selon les estimations les plus hautes, comme celles de BP). Dans ce scénario, les États-Unis importeront encore 35 % à 40 % de leurs besoins de pétrole (brut plus produits raffinés) entre aujourd'hui et 2040. Le scénario haut implique que le pays devient exportateur net de pétrole en 2035. Le scénario bas implique, lui, un retour à 45 % de la dépendance aux importations d'ici à 2025.

La balance commerciale des États-Unis en produits raffinés est redevenue positive, une première depuis des décennies. Mais il existe un fort contraste entre le marché des produits raffinés dont les États-Unis sont devenus exportateurs nets depuis début 2013 et les besoins globaux de pétrole (brut et produits raffinés) pour lesquels les États-Unis dépendent encore d'importations nettes à hauteur de 40 %. Pour des raisons de sécurité énergétique,

les États-Unis interdisent l'exportation du pétrole brut qu'ils produisent (à l'exception de certains bruts marginaux comme le brut lourd californien). L'augmentation de la production a fait baisser les importations de produits raffinés. Le recours aux importations est ainsi passé d'un pic de 60 % en 2005-2006 à 41 % en 2012, niveau jamais vu depuis 1992. Cela représente une amélioration spectaculaire (graphique 6). Mais ce niveau reste très au-dessus de ceux qui prévalaient entre 1945 et la fin des années 1980 (une dépendance supérieure à 40 % n'avait été atteinte qu'une seule fois au cours de cette période).

Graphique 6. Les États-Unis restent dépendants des importations de brut



Sources: Bloomberg et U.S. Energy Information Administration.

Des effets contrastés selon les marchés

Le pétrole de schiste étant un brut léger de très bonne qualité, sa production aux États-Unis s'est substituée aux importations de qualité identique, comme celles du Nigéria (- 46 % de 2011 à 2012), d'Angola (- 28 %) ou d'Algérie (- 31 %). Mais les importations en provenance d'Arabie saoudite ont augmenté de 23 % au cours de la même période.

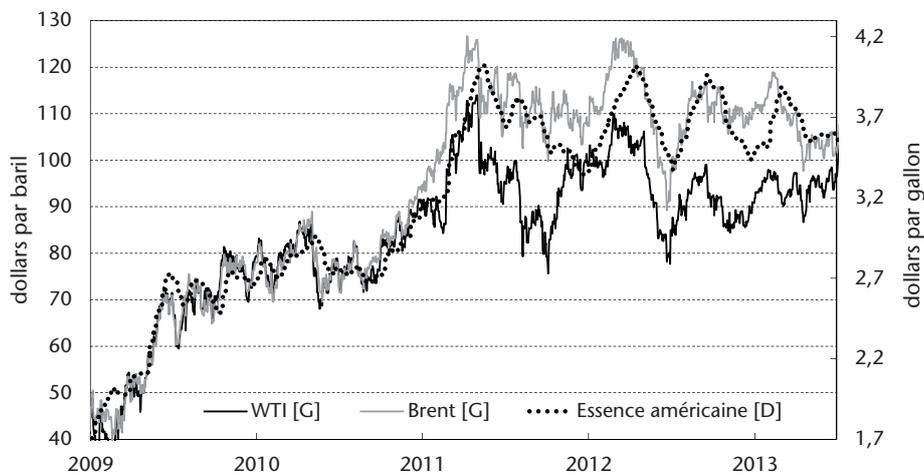
La reconfiguration nécessaire des chaînes d'approvisionnement et de raffinage à la nouvelle offre américaine a occasionné de nombreuses perturbations du marché et, en particulier, une décote du West Texas Intermediate (WTI) par rapport au Brent. Rappelons que deux sortes de pétrole brut servent de référence aux marchés à terme : le WTI se négocie généralement avec une

prime de 2-3 dollars au-dessus du Brent, mélange un peu moins léger de pétroles de la mer du Nord). Aux États-Unis, toutes les livraisons physiques de WTI s'effectuent au même endroit, à Cushing (Oklahoma). Ainsi, le pétrole de schiste, extrait dans le Dakota du Nord et dans le nord du Texas, transite par Cushing, avant d'atteindre les raffineries du golfe du Mexique ou de la côte Est. Or la production s'est développée plus vite que les infrastructures d'acheminement du brut des puits aux raffineries. L'engorgement qui s'est créé autour de Cushing a fait baisser les prix du WTI (graphique 7).

Cette baisse de prix n'a pas bénéficié au consommateur final. En effet, les produits raffinés connaissent une situation opposée à celle du brut : les oléoducs de produits raffinés opèrent loin de la saturation et le marché américain est parfaitement intégré : les prix de l'essence dans les différentes régions des États-Unis sont très proches les uns des autres et des prix internationaux. En conséquence, les raffineurs proches de Cushing, bénéficiant d'un brut décoté en amont et des prix internationaux en aval, ont pu augmenter leurs marges d'exploitation.

La situation pour le pétrole de schiste est ainsi très différente de ce qu'elle est pour le gaz de schiste. Pour le gaz, l'industrie chimique et les consommateurs de gaz aux États-Unis profitent de la décote par rapport aux prix internationaux. Pour le pétrole, ce sont les industries à forte intensité en brut (les raffineries en particulier), et non pas les industries à forte intensité en produits raffinés, qui y gagnent.

Graphique 7. WTI, Brent et essence aux États-Unis



Source: Bloomberg.

La saturation devrait se résorber progressivement avec la mise en service, au cours des deux prochaines années, de vingt nouveaux projets d'oléoducs. Ceci permettra le réalignement du WTI avec les autres pétroles de référence.

Ainsi, la décote du WTI observée depuis 2011 n'est pas une mesure des bénéfices économiques que les barils supplémentaires de pétrole américain apportent aux consommateurs, qu'ils soient américains ou mondiaux. Ces bénéfices sont partagés entre tous les consommateurs de pétrole à travers le monde, si les prix mondiaux sont affectés.

Vers des prix durablement élevés et une volatilité plus faible

En 2011 et 2012, la production américaine supplémentaire a offert un bol d'air à un marché du pétrole tendu du fait de la situation politique dans le monde arabe et des ruptures d'approvisionnement en provenance d'Iran et de mer du Nord. Elle a sans doute permis de limiter les pics de prix observés en avril 2011 (le Brent a atteint 126 dollars) et en février 2012 (125 dollars).

La capacité de réserve de l'OPEP est, comme on l'a souligné, une variable clé pour comprendre l'évolution des prix et, plus encore, pour anticiper la volatilité future sur le marché mondial du pétrole. Cependant, la substitution est imparfaite entre le brut lourd saoudien et le brut léger américain. Or la capacité mondiale de raffinage a été construite au cours des dernières décennies sur la base de prévisions d'un *mix* global de brut relativement lourd. Cette structure de la capacité mondiale de raffinage empêchera les tensions sur le marché mondial de se réduire aussi vite que la production américaine augmente. Tout changement inattendu de l'offre ou de la demande se traduira rapidement par des variations de prix.

En revanche, la volatilité structurelle diminuera à mesure que la capacité de réserve se reconstituera. L'OPEP pourra à nouveau répondre, au moins partiellement, à des ruptures d'approvisionnement. Les pics de hausse des prix seront sans doute moins importants que ceux que l'on a connus ces dernières années.

Quant au niveau du prix, il est très improbable qu'il passe durablement sous la barre des 100 dollars. Les pays de l'OPEP ont besoin de financer des politiques publiques toujours plus coûteuses et leur position de producteur marginal leur donne les moyens de réagir, si la demande venait à fléchir et à faire baisser les prix. Paradoxalement, les efforts des États-Unis pour tendre à l'indépendance énergétique ne les mettent pas à l'abri

du pouvoir de *price-maker* de l'OPEP. Une moindre part de leur pétrole est importée, mais le substitut provient essentiellement de puits non conventionnels dont les coûts d'extraction sont élevés : les nouveaux forages sont aujourd'hui dans l'intervalle de 85-95 dollars par baril, ce qui est également le consensus du prix minimal pour les sables bitumineux exploités au Canada.

L'augmentation de la production américaine accompagne la reconstitution des marges de production de l'OPEP et aide à relâcher les contraintes en cas de tension sur les prix. Mais, étant donné l'évolution de la demande, en particulier asiatique, et les coûts élevés de la production des pétroles de schiste, le prix moyen restera élevé. L'intérêt de l'OPEP est de maintenir ces prix élevés et stables pour ne pas compromettre le développement de la demande à long terme.

Repères bibliographiques

- AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE [2012], *World Energy Outlook 2012*.
- BRET M. [2012], « Energy Report », AXA IM, <<http://bit.ly/energy-report-axa-im-bret>>.
- [2013], « Shale fuels – US oil : local benefits, global effects », AXA IM, <<http://bit.ly/us-oil-local-benefits>>.
- BORENSTEIN S. et KELLOGG R. [2012], « The incidence of an oil glut : who benefits from cheap crude oil in the Midwest ? », National Bureau of Economic Research, *Working Papers*, n° 18127, juin.
- BP [2013], *Statistical Review of World Energy 2013*.
- SOCIÉTÉ GÉNÉRALE [2013], *Éconote*, n° 17, mai.
- U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA) [2011], « Direct federal financial interventions and subsidies in energy in 2010 », juillet, <<http://www.eia.gov/analysis/requests/subsidy/>>.
- [2013], « What drives crude oil prices ? », <http://www.eia.gov/finance/markets/reports_presentations/eia_what_drives_crude_oil_prices.pdf>, avril.