

➔ MATIÈRES PREMIÈRES

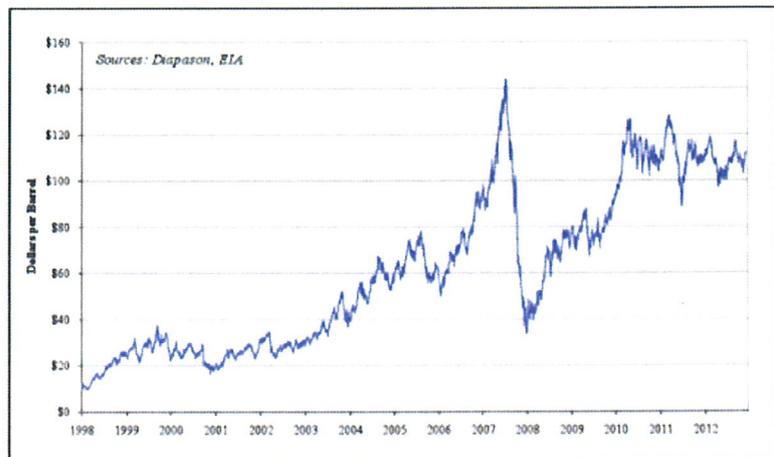
2014 : où va le pétrole ?

Alessandro Gelli

Diapason Commodities Management

1 947. Cette année reste dans les mémoires de l'industrie du pétrole et du gaz. En effet, cette année-là Stanolind Oil testa pour la première fois la fracturation hydraulique dans le champ de gaz naturel Hugoton au Kansas afin d'y augmenter la productivité. Mais il a fallu 60 ans à cette technologie qui, combinée au forage horizontal, a révolutionné le marché du pétrole, permettant le développement d'une ressource qui était jusque là considérée comme trop onéreuse à extraire. La forte hausse de la production de pétrole aux États-Unis, résultant de la propagation de ces technologies, est apparue alors que les perspectives de croissance de la demande mondiale de pétrole semblent plus faibles du fait notamment de la transition de l'économie chinoise vers une plus forte contribution de la consommation domestique.

Ces éléments marquent-ils un tournant pour le marché du pétrole? Certains experts l'affirment. Cependant, cela ne permet pas d'expliquer pourquoi le prix du baril de pétrole reste à des niveaux relativement élevés.

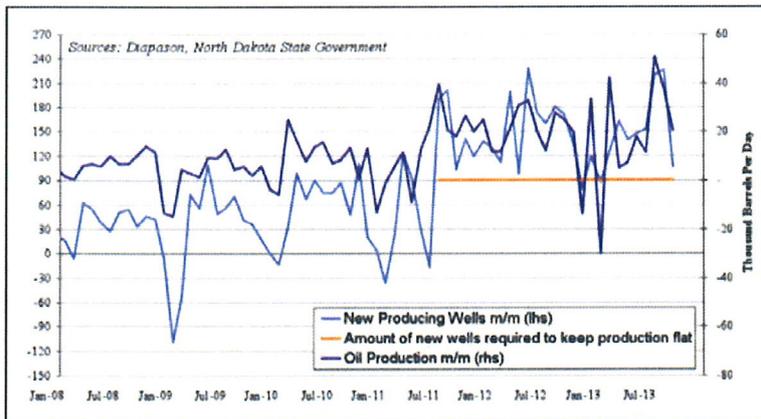


Cours du Brent de pétrole brut

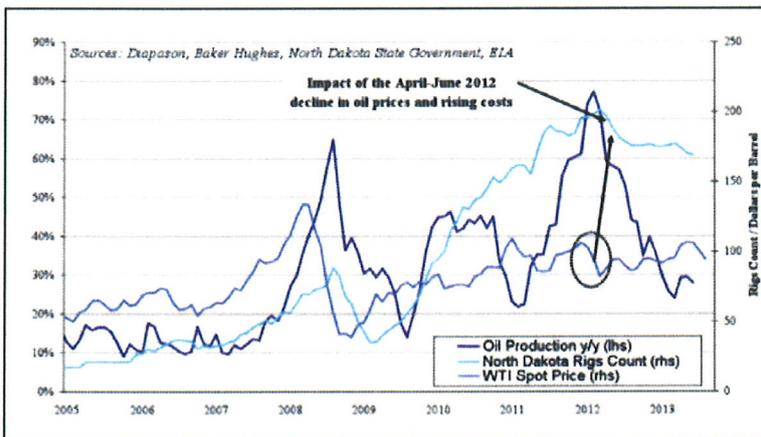
Le prix du baril de Brent a en effet retrouvé début septembre 2013 son plus haut niveau depuis début février 2013 et depuis lors avec une moyenne proche des \$110 par baril, reste donc proche des prix moyens de 2011 (\$111.3 par baril) et 2012 (\$111.6 par baril, le plus haut niveau jamais atteint. À titre de comparaison, le prix moyen du Brent n'était que de \$96.9 par baril en 2008.

Ce niveau de prix élevé par rapport aux années précédentes peut paraître

surprenant étant donné la révolution du pétrole de schiste aux États-Unis. Ce dernier a en effet vu sa production augmenter en 2012 d'un million de barils par jour sur un an d'après British Petroleum (BP), soit la plus forte augmentation annuelle de production de pétrole d'un pays non-membre de l'OPEP dans l'histoire de l'industrie pétrolière. Qui plus est, le ralentissement économique mondial laisserait plutôt suggérer une croissance réduite de la demande de pétrole. Cependant,



Dakota du Nord - nouveaux puits de production et production de pétrole



Dakota du Nord - Croissance de la production de pétrole brut, prix du WTI et nombre de plates-formes de production

en analysant de près le marché du pétrole, ce niveau de prix paraît plus que raisonnable.

La décélération de l'activité économique mondiale, enregistrée en 2012 et dans la première partie de 2013, n'a pas entraîné une forte chute des prix pétroliers, mais a probablement empêché les prix d'augmenter à des niveaux plus élevés. En effet, le marché du pétrole reste assez tendu, malgré les suggestions de la plupart des médias selon lesquels le cycle haussier des prix des matières premières serait terminé, en raison d'une plus faible croissance économique en Chine et de la forte augmentation des réserves de pétrole issues des schistes. Les journalistes considèrent à juste titre le pétrole de schiste comme une révolution.

Cependant, son impact sur le marché pétrolier à court terme est nuancé, car son exploitation est limitée pour l'instant aux États-Unis, alors que la croissance de l'offre de pétrole dans le reste du monde reste très décevante.

De plus, la transition de l'économie chinoise, qui se tourne davantage vers la consommation intérieure, n'est pas négative pour la croissance de la demande de pétrole, mais aura un impact sur la croissance de la demande de certains types de produits pétroliers. C'est sans compter le fait que l'économie mondiale est en train d'accélérer, ainsi que le reflète l'amélioration de l'activité économique en Europe, elle-même suivant les progrès accomplis par les États-Unis ces derniers mois. Le retour à une croissance

économique mondiale plus soutenue aura certainement un impact positif sur la demande de pétrole, dont la hausse est restée relativement forte ces derniers mois grâce aux pays émergents.

La révolution du pétrole de schiste peut-elle perdurer ?

La production de pétrole des pays non-membres de l'OPEP est remontée en 2012 autour des 35.1 millions de barils par jour (b/j), soit le plus haut niveau depuis 2004, en hausse de 440.000 b/j sur un an. Le boom du pétrole de schiste aux États-Unis a bien évidemment été le plus large contributeur de cette croissance. Cependant, la hausse de la production en Amérique du Nord a été sévèrement atténuée par le fort déclin de la production dans le reste du monde. La hausse de la production au Dakota du Nord et au Texas a représenté près de la totalité de la croissance de la production des États-Unis en 2012. La production de pétrole de schiste ou « tight oil » devrait continuer à croître, mais peut-être à un rythme moins soutenu.

On remarque déjà au Dakota du Nord, qui est la région de schiste/tight oil la plus « mature » ou évoluée, un déclin de la croissance de la production. En effet, les compagnies ont d'abord naturellement commencé à extraire le brut des réservoirs les plus grands, les plus connus et où le pétrole est donc le plus facilement extractible, et s'attaquent maintenant à de plus petits champs pétroliers, moins prolifiques. La diminution des coûts liée aux progrès technologiques (qui eux aussi ont connu une perte de momentum) a donc été atténuée par les réserves plus faibles des nouveaux champs de pétrole.

Les puits de pétrole de schiste sont caractérisés par une forte production initiale, des forages horizontaux et une fracturation hydraulique. Cela permet un retour sur investissement important

➔ MATIÈRES PREMIÈRES

dès les premiers mois de production, malgré des coûts de production plus élevés pour ce type de puits, expliquant l'attrait des compagnies pour ce type de réserves. Cependant, la forte production initiale est rapidement suivie d'un important déclin. Au Dakota du Nord, la production d'un puits de pétrole a tendance à chuter de 80% en 2 ans. Les compagnies pétrolières sont donc obligées de continuellement creuser de nouveaux puits. Au Dakota du Nord, 90 puits par mois doivent être creusés simplement pour compenser le déclin des puits existants. Et ce chiffre va en augmentant avec le forage de nouveaux puits moins féconds. La croissance de la production de pétrole aux États-Unis sera donc extrêmement

et quelques jours supplémentaires pour effectuer la fracturation hydraulique.

Les producteurs de pétrole ont donc ralenti fortement le forage en Dakota du Nord en 2012 après l'importante chute des cours (de \$106 le baril de WTI en mai 2012 à \$78 en juin 2012). Cela a entraîné une diminution du nombre de tours de forage de 202 en juin 2012 à 176 en décembre 2012, suivie par la suite d'une baisse de la croissance de l'offre de pétrole. Les producteurs de pétrole de schiste en Dakota du Nord ont en effet besoin d'un prix du baril de plus de \$80 pour continuer à forer de nouveaux puits de pétrole.

De plus, la production de pétrole de schiste a une plus faible élasticité-prix

dra attendre en tout cas quatre à cinq ans pour voir se développer du pétrole de schiste à un niveau commercial et dans une proportion significative en dehors des États-Unis. Le très probable ralentissement de la croissance de la production de brut américain ne devrait cependant pas empêcher les États-Unis d'être le principal contributeur de la croissance de l'offre de pétrole mondiale, et surtout des pays non membres de l'OPEP.

Les difficultés de l'offre de pétrole mondiale

La production de pétrole des pays non-membres de l'OPEP, hors États-Unis et Canada (qui devraient voir leur production augmenter grâce au développement de sables bitumineux, mais non sans difficultés) a, de fait, chuté d'un million de b/j entre 2010 et 2012, une baisse significative, mitigant l'impact du boom du pétrole de schiste américain.

La faiblesse de la production dans ces pays est principalement due au déclin de la production en Mer du Nord, au ralentissement de la croissance de la production dans les pays du bloc soviétique, aux délais et problèmes techniques au Brésil, mais aussi aux tensions entre les deux Soudan, ainsi qu'aux problèmes politiques rencontrés au Yémen et en Syrie. Les difficultés d'extraction et d'investissement dans ces pays se sont reflétées dans les rapports financiers des grandes compagnies pétrolières, qui ont toujours plus de mal à compenser le déclin de la production des champs de pétrole existants. Bien que la production de brut puisse accélérer à court terme (Soudan et Kazakhstan) ainsi qu'à moyen terme (Brésil), les nouveaux projets sont coûteux et nécessitent des prix élevés.

La production de certains pays membres de l'OPEP a également fortement chuté ces dernières années. La production combinée de pétrole

Le très probable ralentissement de la croissance de la production de brut américain ne devrait cependant pas empêcher les États-Unis d'être le principal contributeur de la croissance de l'offre de pétrole mondiale, et surtout des pays non membres de l'OPEP.

difficile à maintenir avec la portion grandissante de champs de pétrole en déclin alors que les nouveaux puits de pétrole de schistes paraissent moins prometteurs que les précédents.

De plus, les différences de rendement entre réservoirs et champs de pétrole situés dans un même réservoir ne permettent pas de projections précises quant à la dynamique de la production. L'un des facteurs déterminants de l'estimation de cette croissance de la production du pétrole de schiste est le prix du baril. En effet, ses caractéristiques propres (taux initial de production élevé et déclin rapide) signifient que l'offre de pétrole de schiste est beaucoup plus élastique au prix du pétrole que celle de pétrole conventionnel, dont le développement des champs peut nécessiter plusieurs années, alors qu'il faut moins d'un mois pour creuser un puits horizontal d'huile de schiste,

à la hausse à cause du manque de personnel qualifié et d'équipement. En novembre, 520 puits étaient en attente d'être complétés en Dakota du Nord dû au nombre insuffisant d'équipes de fracturation hydraulique. Une forte hausse des prix mènerait donc à une plus forte activité de forage mais pour autant la production n'augmenterait pas de façon proportionnelle.

Enfin, le développement du pétrole de schiste dans le reste du monde ne devrait pas être aussi rapide qu'aux États-Unis. En effet, les conditions américaines sont uniques : de petites compagnies pétrolières prêtes à prendre des risques, un accès plus facile au financement, une géologie connue par les compagnies pétrolières, la disponibilité de l'équipement, un droit de la propriété des minerais favorable, un bon accès à l'eau, et moins de contraintes environnementales. Il faut

brut d'Iran, du Nigeria et de la Libye a chuté de 2.6 million b/j entre décembre 2010 et septembre 2013, du fait des sanctions internationales contre l'Iran, de la guerre civile en Libye et du vol régulier de pétrole au Nigeria qui endommage l'infrastructure pétrolière. Bien que la production de pétrole de ces pays ait rebondi à la fin 2011 avec la fin de la guerre civile en Libye, le renouveau des troubles politiques et l'instauration de l'embargo sur le pétrole iranien en janvier 2012 ont également entraîné une réduction de leur production de pétrole de 1.9 million b/j entre avril 2012 et septembre 2013.

Bien que la production de pétrole des pays hors États-Unis et Canada devrait rebondir cette année, sa croissance

devrait rester assez faible, en raison de plusieurs facteurs.

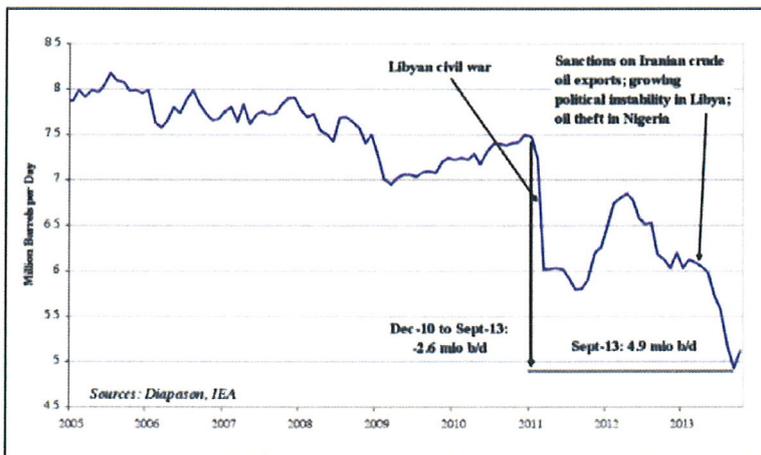
Les coûts pour les compagnies pétrolières ont rapidement augmenté ces dernières années, du fait de la plus petite taille des champs de pétrole découverts, du manque d'équipement spécialisé et de personnel qualifié. Cela est d'autant plus problématique pour les compagnies internationales de pétrole que les champs de pétrole facilement accessibles physiquement sont très souvent contrôlés par les compagnies étatiques, généralement moins efficaces à extraire le pétrole que les compagnies privées internationales.

En effet, le taux de recouvrement (quantité de pétrole extractible avec les technologies utilisées sur la capacité totale du réservoir) est de seu-

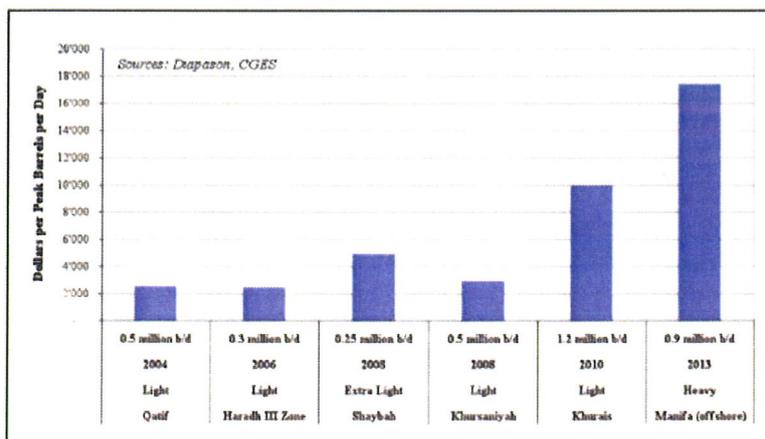
lement 20% environ en Russie, au Venezuela, en Iran et au Koweït, des pays qui limitent (ou découragent) fortement les investissements étrangers dans le secteur pétrolier, alors que le taux de recouvrement aux États-Unis, Canada et Grande-Bretagne est au-dessus de 45%.

De plus, les coûts de production ont également augmenté dans certains pays qui avaient traditionnellement des coûts peu élevés. Même pour les pays du Golfe, les coûts de développement de nouveaux champs de pétrole ont largement augmenté, en raison de la dégradation de la qualité du pétrole, d'une géologie plus complexe et de réserves plus petites. Ainsi, le nouveau champ de pétrole Manifa en Arabie Saoudite, qui a commencé à produire cette année avec une capacité de 500.000 b/j, est un champ offshore de pétrole lourd et avec une forte proportion de sulfure et minéraux indésirables. Son coût de développement par baril par jour est autour des \$17.500, contre \$2.600 pour le développement du champ de pétrole Qatif en 2004.

Cette hausse des coûts pour les nouveaux projets apparaît dans la plupart des pays traditionnellement producteurs de pétrole, et oblige ainsi certaines compagnies nationales à recourir à l'expertise des compagnies internationales. Dans la zone neutre entre l'Arabie Saoudite et le Koweït, la qualité du pétrole est particulièrement pauvre, nécessitant l'aide de Chevron Corporation, une des principales compagnies de pétrole américaines, pour développer un champ de pétrole (Wafra). La technique (coûteuse) utilisée par la compagnie américaine est similaire à l'extraction de pétrole « in situ » de sables bitumineux au Canada et du pétrole extra-lourd au Venezuela. Le gouvernement mexicain est en train de réviser sa constitution afin d'encourager les investissements étrangers dans le secteur du pétrole et du gaz. Cela permettrait de développer non

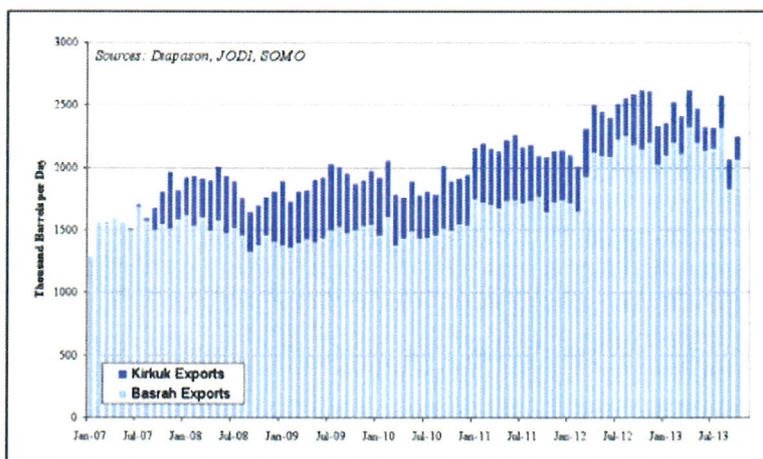


Production de pétrole brut, Iran, Nigeria et Libye



Évolution des coûts de production en Arabie Saoudite. En dollars/barils/jour

➔ MATIÈRES PREMIÈRES



Exportations de pétrole brut irakien

seulement les réserves potentielles de pétrole et de gaz de schiste, mais également les champs de pétrole offshore en mer profonde que l'on retrouve de l'autre côté de la frontière, aux États-Unis, mais qui sont trop complexes et coûteux pour être développés seuls par Pemex, la compagnie nationale de pétrole et de gaz du Mexique.

Bien que ces marchés (et d'autres) s'ouvrent graduellement (encouragés par le déclin des autres champs de pétrole existants et le besoin des gouvernements d'augmenter leurs recettes fiscales), le développement de ces ressources de champs de pétrole devrait prendre du temps. Par exemple, le Venezuela, qui d'après BP bénéficie des plus grandes réserves de pétrole prouvées du monde, ne verra sa production de pétrole extra-lourd augmenter d'après l'Agence Internationale de l'Énergie, que de 200.000 b/j vers les 800.000 b/j entre 2011 et 2016, grâce aux réservoirs de pétrole extra-lourd de la ceinture de l'Orénoque (220 milliard de barils soit 13,2% des réserves mondiales de pétrole en 2012), ce qui est extrêmement faible comparé à la hausse de la demande mondiale de pétrole en 2012 d'un million de b/j sur un an.

L'Irak, qui a récemment ouvert ses champs de pétrole aux compagnies internationales sous des conditions peu

favorables (ce qui explique le retrait de certaines d'entre elles), continue de réviser à la baisse ses prévisions de croissance de production de pétrole alors que le pays possède probablement les réserves les plus facilement extractibles et les plus rentables sous de bonnes conditions juridiques et politiques au monde. En juin 2013, le ministre irakien du pétrole a réduit son objectif d'augmentation de la production de pétrole à 9 millions b/j pour 2017, contre 12,5 millions b/j, alors que le pays produit actuellement environ 3 millions b/j. Cependant, les prévisions de l'Agence Internationale de l'Énergie d'une offre de pétrole irakien de 4,2 millions b/j en 2015 et de 6,1 millions b/j en 2020 paraissent nettement plus plausibles.

En effet, les problèmes techniques, ainsi que ceux liés à la sécurité, ne sont que le sommet de l'iceberg des soucis auxquels les compagnies pétrolières doivent faire face. En effet, le manque d'eau (nécessaire pour augmenter le flux de pétrole) et de personnel qualifié s'ajoute à une infrastructure vieillissante et à des complications administratives et politiques. Les tensions sectaires grandissantes ainsi que celles entre le gouvernement fédéral à Bagdad et le Kurdistan irakien jouent également un rôle négatif dans les investissements dans le secteur pétro-

lier. Entre janvier et octobre 2013, la croissance des exportations de brut est devenue négative (-35.000 b/j sur un an) alors qu'elle était de 240.000 b/j durant la même période en 2012. Des travaux sur le terminal pétrolier de Bassora ont récemment contribué à faire chuter les exportations en septembre à 2,1 millions b/j. Ces dernières ont rebondi de 300.000 b/j entre octobre et novembre. Cependant, ce rebond ne permettra pas une forte croissance de la production de pétrole cette année.

Le développement de champs de pétrole dans d'autres parties du monde telles que le Brésil, ou l'Afrique, ou dans les anciens pays soviétiques, connaît également une hausse des coûts de production et des complications. Les projets pétroliers dans ces régions nécessitent un prix du baril élevé afin d'être profitable. Le développement d'un site d'extraction et de conversion de sables bitumineux canadien ou de pétrole extra-lourd vénézuélien n'est pas profitable avec un prix du baril en dessous de \$100. Certains champs de pétrole en mer profonde ont également besoin d'un baril au dessus de \$80. L'expansion du champ de pétrole Kashagan au Kazakhstan, découvert en 2000 et qui, après de nombreux retards, est entré en service en septembre 2013 avec une capacité de 370.000 b/j (et une production initiale de 180.000 b/j) et a déjà coûté \$50 milliards, pourrait permettre à ce champ de pétrole de produire 1,5 million de b/j (et pourrait donc devenir l'un des plus gros champs de pétrole au monde). Cependant, d'après le consultant IHS CERA, le projet d'expansion nécessite un prix du baril à \$150 pour un taux de rentabilité interne de 15%. De plus, les difficultés géologiques, qui avaient déjà été la cause de nombreux retards dans le développement de ce projet, ont forcé l'arrêt du champ de pétrole en octobre, un mois seulement après être officiel-

lement entré en service. Le redémarrage est prévu pour le début de l'année prochaine. Cependant, ce projet a démontré que des retards pouvaient encore apparaître. Au Brésil, ce sont les nouvelles technologies combinées avec des prix du pétrole plus élevés qui ont en effet permis le développement des champs de pétrole en mer sous la couche de sel (pré-sel). Bien que prometteuse, l'extraction du pétrole des réservoirs du pré-sel prend plus de temps que prévu, alors que la production des champs de pétrole existants a chuté en raison d'importants travaux de maintenance nécessaires pour soutenir la production. La production brésilienne de pétrole a chuté en 2012 de 44.000 b/j sur an, la première baisse annuelle depuis 2004. De plus, bien que de nouveaux champs de pétrole de taille relativement importante soient entrés en service durant la deuxième partie de cette année, la production brésilienne de pétrole brut pourrait encore une fois chuter, en raison du déclin des champs pétroliers existants. La théorie du peak pétrolier paraît donc difficile à justifier au vu du développement du pétrole de schiste ou « tight oil » aux États-Unis, et des formidables ressources pétrolières nationalisées ou non-conventionnelles. Cependant ce n'est pas la quantité de ressource disponible qui importe, mais bien le prix du baril et le temps nécessaire à l'extraction de ces ressources.

La demande, plus que résiliente face au ralentissement économique

La demande de pétrole paraît difficile à cerner. En effet, la croissance économique mondiale a ralenti alors que la demande de pétrole continue d'augmenter à un rythme soutenu. En effet, d'après le Fond Monétaire International, le PIB mondial devrait croître de 3.1% en 2013, une crois-

sance similaire à celle de 2012 mais plus faible qu'entre 2000 et 2007, lorsque la croissance moyenne était de 4.2%. Cependant, malgré la plus faible expansion économique, la croissance de la demande de pétrole s'est maintenue à un niveau de 900.000 b/j sur un an en 2012, niveau qu'elle pourrait également atteindre cette année, alors qu'entre 2000 et 2007, elle était d'environ de 1.3 million b/j par an en moyenne.

Cette résilience est d'autant plus étonnante que le ralentissement économique a été notamment dû à la Chine, qui est pourtant l'un des plus gros contributeurs à la progression de la demande pétrolière. L'empire du milieu pourrait d'ailleurs croître moins rapidement ces prochaines années suite à la transition d'une économie tournée vers les investissements et les exportations vers une économie davantage orientée vers la consommation intérieure.

Enfin, le rythme soutenu de la croissance de la demande de pétrole mondiale peut paraître surprenant eu égard au prix du baril, proche aujourd'hui des \$110 alors que durant la forte augmentation de la demande de pétrole, entre 2000 et 2007, le baril ne coûtait en moyenne que \$40 (mais était en hausse de 160% sur cette période). Comment donc expliquer la force de la consommation mondiale de pétrole avec des prix élevés et une relativement faible croissance économique globale ?

Les pays développés sont de retour

Il faut tout d'abord distinguer 2 groupes de consommateurs de pétrole. Contrairement aux pays en voie de développement, les pays de l'OCDE ont connu une diminution de leur demande de pétrole depuis 2005. La plus forte élasticité prix de la demande des pays développés s'explique par

les prix à la pompe qui suivent les prix internationaux, les politiques d'encouragement d'une plus grande efficacité de la flotte de véhicule et le vieillissement de la population. La demande de pétrole de ces pays a chuté de 50 millions b/j en 2005 à 45.6 millions b/j en 2012. La crise économique a entraîné une accélération de cette chute ces dernières années.

Cependant, le rebond de l'économie américaine devrait permettre de voir la consommation de pétrole des États-Unis augmenter de plus de 100.000 b/j sur an cette année, soit la première hausse de la demande depuis 2010, lorsque la reprise économique avait également permis un rebond de la demande. Parallèlement, en Europe, la demande de pétrole devrait décliner cette année dans une plus faible proportion que l'année dernière. Entre juillet et septembre 2013, la croissance de la demande de pétrole européenne est même devenue positive durant 3 mois consécutifs, ce qui n'était pas arrivé depuis 2010.

Le Japon a, quant à lui, vu sa consommation de pétrole augmenter fortement en 2012 (+250.000 b/j sur un an) alors que la demande reste en déclin de manière structurelle (en baisse de 1.1 million b/j entre 1996 et 2012). Cette hausse ponctuelle a été provoquée par l'arrêt des centrales nucléaires japonaises en 2011 suite au désastre de Fukushima. En effet, le secteur électrique a été forcé d'augmenter l'utilisation de pétrole pour remplacer les centrales nucléaires. Le redémarrage de ces dernières, qui devrait intervenir l'année prochaine, devrait réduire graduellement la consommation de pétrole du secteur électrique et donc entraîner une réduction de la demande agrégée de pétrole au Japon. Bien que structurellement la demande de pétrole des pays développés soit amenée à poursuivre son déclin structurel, le retour à la croissance économique pourrait permettre

➔ MATIÈRES PREMIÈRES

un déclin plus faible de la demande de pétrole dans ces pays en 2014. En 2010, la reprise économique avait permis à la demande des pays de l'OCDE d'augmenter de 420.000 b/j sur un an.

L'inélasticité-prix de la demande des pays émergents

La situation dans les pays en voie de développement est toute autre. En effet, ce sont ces pays qui ont été le véritable moteur de la croissance de la demande de pétrole depuis le début des années 2000. D'après les données de BP, la consommation de pétrole des pays non-membres de l'OCDE a en effet augmenté de près de 15.0 millions b/j entre 2001 et 2012, soit une fois et demie la production actuelle de pétrole en Arabie Saoudite, et a vu sa part de la demande mondiale de pétrole augmenter de 38% à 49% durant cette même période. Le développement économique de ces pays continue d'être l'un des principaux facteurs de la hausse de la demande. Cependant, ce qui est intéressant ce n'est pas la hausse elle-même, mais l'accélération de la croissance de la demande à partir de 2006 alors que les prix du pétrole ont fortement augmenté (+\$40 par baril entre 2001 et 2006 et +\$45 par baril entre 2006 et 2012) et que la

croissance économique des pays émergents a ralenti après 2008 (de 6.6% par an en moyenne entre 2001 et 2008 à 5.3% par an en moyenne entre 2009 et 2013, d'après les estimations du Fonds Monétaire International). La demande de pétrole des pays non-membres de l'OCDE était en hausse en moyenne de 1.2 million b/j entre 2001 et 2008 et de 1.6 million b/j entre 2009 et 2012. Plusieurs facteurs dont certains très spécifiques à une région ou un pays permettent d'expliquer cette hausse.

Le facteur commun aux plus grands pays en voie de développement tels que la Chine, la Russie, l'Inde, le Brésil, les pays du Moyen-Orient, l'Indonésie et la Malaisie est un prix à la pompe artificiellement bas par rapport au prix international. Ces pays subventionnent ou contrôlent en effet le prix des produits pétroliers. Pour les exportateurs de pétrole, ces subventions sont une forme de redistribution de la richesse pétrolière du pays et donnent une forme de légitimité aux gouvernements, surtout ceux non-démocratiques. Les pays importateurs utilisent les subventions afin d'atténuer l'impact de la hausse des prix du pétrole sur l'inflation ainsi que sur la croissance économique.

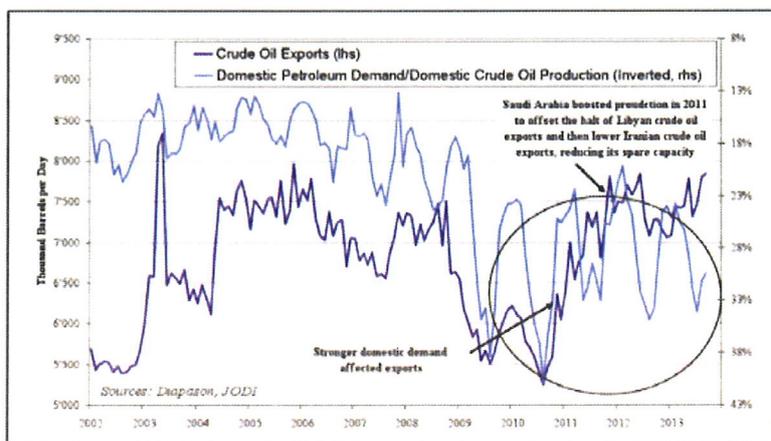
Cependant, les prix artificiellement bas empêchent le marché de fonction-

ner correctement. En effet, lors d'une hausse des prix, les utilisateurs de pétrole ne ressentent pas le besoin de réduire leur consommation alors que les producteurs de pétrole ne sont pas encouragés à augmenter leur activité ni à effectuer des investissements alors que la hausse des prix indique justement que de tels ajustements de l'offre et de la demande sont nécessaires.

L'érosion des capacités exportatrices de l'Arabie Saoudite

En Arabie Saoudite, les prix artificiellement bas dans le secteur de l'énergie ont réduit les capacités d'exportation de pétrole brut du pays de manière significative ces dernières années. En effet, le prix du gaz naturel étant fixé à \$0.75 par million btu (contre environ \$3.5 par million btu aux États-Unis, \$10.0 en Angleterre et autour des \$16.0 au Japon), la production n'a que peu augmenté ces dernières années. Le gaz naturel n'étant pas exporté, le gouvernement saoudien a préféré pendant longtemps favoriser le pétrole dont les exportations sont sa principale source de revenus.

La forte croissance de la demande d'électricité, dont les prix sont également artificiellement bas, a forcé le secteur électrique, en manque de gaz naturel, à utiliser du pétrole brut afin de générer de l'électricité. La consommation de pétrole brut du secteur électrique a atteint 530.000 b/j en 2012, avec un pic à 765.000 b/j (équivalent à la moitié de la demande italienne de pétrole en 2012) entre juin et septembre lorsque la consommation d'électricité accélère saisonnièrement (en raison de la forte utilisation de l'air conditionné en été), réduisant la capacité de brut disponible à l'exportation, alors que la demande mondiale est en forte hausse durant cette période. De plus, les subventions sur les produits pétroliers et les



Exportations de pétrole brut d'Arabie saoudite et demande / production

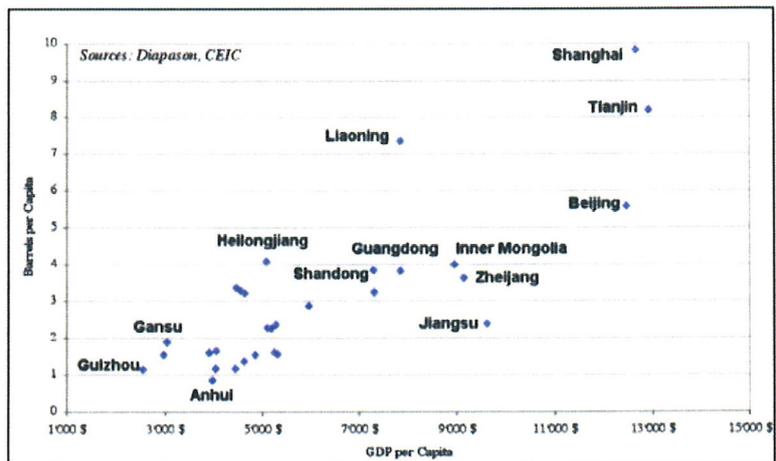
stimuli économiques mis en œuvre en réponse aux printemps arabes, ont poussé la demande domestique de produits pétroliers à la hausse.

Entre 2000 et 2012, l'Arabie Saoudite a vu sa consommation de pétrole augmenter de 1.4 million b/j, la troisième plus forte hausse dans le monde et une croissance de la demande juste en dessous de celle de l'Inde alors que la population de cette dernière est 38 fois supérieure à celle de l'Arabie Saoudite. La part de la consommation domestique de pétrole (brut et produits pétroliers) en Arabie Saoudite sur la production de brut a augmenté de 16.7% en 2000 à 25.5% en 2012. L'Arabie Saoudite a ainsi vu la croissance de sa demande domestique éroder graduellement ses capacités d'exportation, réduisant sa capacité à intervenir en cas d'interruptions majeures de production de pétrole.

La Chine est toujours présente

La plus faible croissance économique chinoise en 2012 et dans la première partie de 2013 n'a eu qu'un impact limité sur la croissance de la demande de pétrole du pays. Cette dernière a augmenté de 470.000 b/j sur un an en 2012, un niveau proche de celui de l'année précédente, alors que la croissance du produit intérieur brut a diminué de 9.3% en 2011 à 7.8% en 2012. L'Agence Internationale de l'Énergie s'attend à un ralentissement de la croissance de la demande chinoise cette année vers les 360.000 b/j sur un an. Cependant, l'Agence sous-estime l'accélération de l'activité économique chinoise qui a commencé cet été. D'après nos estimations, la demande de pétrole chinoise devrait croître cette année d'environ 400.000 b/j.

De plus, la transition économique chinoise vers la consommation intérieure a laissé craindre une plus faible



PIB et la demande pétrolière par habitant des provinces chinoises

La consommation de pétrole par habitant à Shanghai est proche de celle de l'Espagne (environ 10 barils par habitant) alors que celle dans les provinces les moins développées est proche de celle de l'Inde (autour d'un baril par habitant).

croissance de la demande de pétrole. Cependant, cet impact ne devrait être que qualitatif. En effet, la hausse de la consommation de diesel, utilisé principalement par le secteur industriel, pourrait ralentir alors que la croissance de la demande d'essence devrait accélérer dans les prochaines années. En effet, l'élévation du niveau de vie en Chine contribuera à une forte croissance de la demande de pétrole à travers l'achat de voitures, principalement dans les régions côtières où le niveau de vie est proche de celui de la Turquie, du Mexique et du Brésil. En 2010, la Chine comptait 46 voitures pour 1000 habitants (217 à Beijing, 24 dans la région de Guizhou), un niveau proche de celui de la Namibie mais bien plus faible qu'au Mexique avec 191 voitures pour 1000 habitants, en Corée du Sud avec 276 voitures pour 1000 habitants et en France avec 481 voitures pour 1000 habitants. Contrastant avec les régions côtières, les provinces du centre et de l'ouest du pays, où résident 60% de la population chinoise, restent sous-

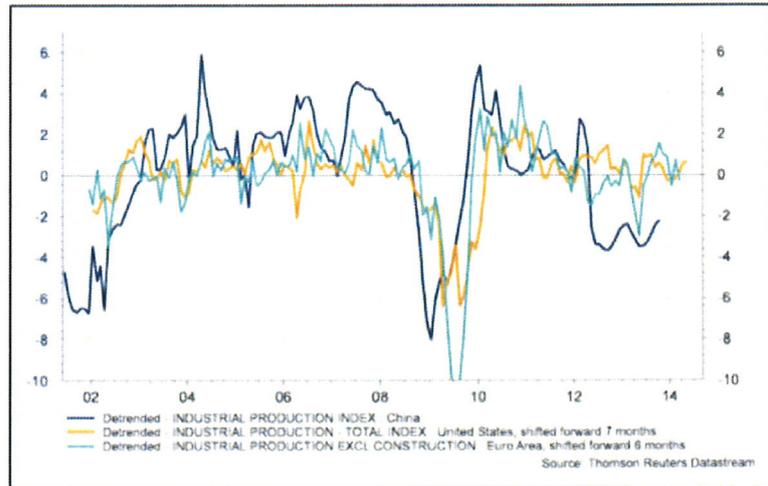
développées. Ces dernières ont toujours besoin d'investissements importants et de nouvelles infrastructures. Cette forte disparité devrait se refléter dans la croissance de la demande de diesel et d'essence. La consommation de pétrole par habitant à Shanghai est proche de celle de l'Espagne (environ 10 barils par habitant) alors que celle dans les provinces les moins développées est proche de celle de l'Inde (autour d'un baril par habitant). Ces dernières sont amenées à se développer et devraient rattraper les régions côtières. La croissance de la demande de pétrole en Chine est donc poussée à la hausse par deux facteurs. La transition vers une économie orientée vers la consommation intérieure, principalement sur les régions côtières, poussera à la hausse la croissance de la consommation d'essence (au détriment de la croissance de diesel), alors que les régions intérieures seront les principaux moteurs de la croissance de la demande de diesel en Chine du fait des plus forts investissements et l'expansion indispensable des infrastructures.

➔ MATIÈRES PREMIÈRES

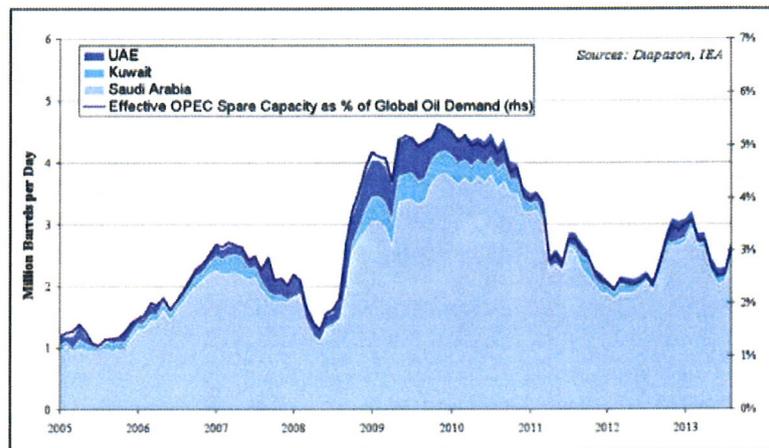
Conclusion : des prix élevés nécessaires

La révolution du pétrole de schiste aux États-Unis et la transition économique en Chine ont trop vite été considérés comme des facteurs marquant la fin du cycle haussier du pétrole. Les prix du pétrole restent en effet à des niveaux relativement élevés par rapport à ces dernières années. Cette résilience s'explique par des difficultés au niveau de l'offre en dehors des États-Unis ainsi qu'une demande mondiale relativement forte au vu du niveau du prix du baril et du ralentissement de la croissance économique mondiale. De plus, les coûts de développement de plus en plus élevés des projets pétroliers sont un important support au prix du pétrole. Outre les prix du pétrole élevés, l'augmentation de la production de l'Arabie Saoudite, ainsi que du Koweït et des Émirats Arabes Unis, ces derniers mois démontrent que la hausse de l'offre de pétrole dans le reste du monde n'est pas suffisante pour répondre à la croissance de la demande. Ces pays, membres de l'OPEP, ont en effet une capacité de production disponible qui peut être augmentée lorsque le marché du pétrole est tendu. En août 2013, la production de pétrole brut en Arabie Saoudite a atteint 10.2 millions b/j, soit le plus haut niveau depuis 1981. Cette hausse reflète la plus forte demande extérieure mais également interne, ce qui réduit la quantité de pétrole disponible pour les exportations. La capacité de production disponible de ces trois pays est donc tombée à 2.2 millions b/j en août 2013, le plus bas niveau depuis octobre 2012, représentant moins de 3% de la demande mondiale de pétrole.

Dans le même temps, les tensions géopolitiques restent élevées au Moyen Orient, entre la contagion potentielle du conflit syrien, le dossier nucléaire iranien qui progressent mais restent



Comparaison de la production industrielle des Etats-Unis, de l'UE, vs Chine



Réserves de l'OPEP

toujours irrésolus et les printemps arabes. Ces derniers sont particulièrement importants pour les pays du Golfe et les ont poussés à instaurer des programmes sociaux. En 2011, l'Arabie Saoudite a annoncé un plan de relance économique à \$130 milliards. De plus, les dépenses gouvernementales ont également augmenté du côté des dépenses militaires suite aux tensions géopolitiques grandissantes dans la région. Entre 2009 et 2013, les dépenses militaires dans cette région ont augmenté de 4.7% d'après le Stockholm International Peace Research Institute, et ont atteint \$128 milliards en 2012, soit 7.4% des dépenses militaires mondiales. Ces

plus fortes dépenses gouvernementales signifient que les pays exportateurs de pétrole du Golfe ont besoin d'un prix plus élevé pour équilibrer leur budget. Ces pays, qui engagent ces investissements pour leur survie, ont donc de fortes motivations à garder les prix du pétrole à de hauts niveaux. Au vu de ces éléments, le marché du pétrole devrait donc rester tendu pour encore quelques années. Le potentiel de baisse du prix du pétrole apparaît très limité, alors qu'au contraire l'accélération de l'économie mondiale devrait exercer une forte pression à la hausse sur le prix du baril. Le cycle haussier du pétrole n'est donc pas encore terminé. ■