

Contexte pétrolier 2014 et tendances

La décision du 27 novembre des pays producteurs de l'OPEP de ne pas intervenir sur le marché nous fait entrer dans un nouvel ordre pétrolier mondial. L'Arabie saoudite a refusé d'être (pratiquement) le seul État à modérer sa production pour soutenir les prix. Ainsi, dans un contexte d'excédents pétroliers et en l'absence de gendarme sur le marché pour réguler l'offre, c'est le prix qui doit s'ajuster, ce qui explique le recul de 44 % du Brent entre juin (111 \$/b) et décembre (63 \$/b). En 2015, sous certaines hypothèses, un prix d'équilibre de 60 à 80 \$/b paraît envisageable. Cette fourchette de prix devrait avoir pour effet d'atténuer la progression de la production d'huiles de schiste américaines (*tight oil*) mais dans des proportions encore incertaines. Cela aura aussi pour conséquence de réduire les investissements du secteur pétrolier, ce qui fait peser des risques à moyen terme sur l'approvisionnement.

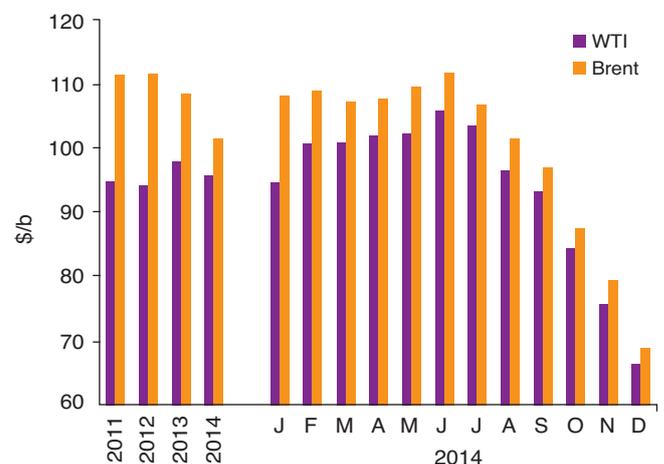
La chute des prix en 2014

En moyenne mensuelle, le prix du Brent a évolué sur les six premiers mois de 2014 entre 107 et 112 \$/b, soit des niveaux proches des moyennes annuelles observées depuis 2011 (111 à 108 \$/b). Il a été affecté ponctuellement par les tensions géopolitiques, par exemple en février, quand la Russie a mis en alerte ses troupes le long de sa frontière avec l'Ukraine, ou en juin avec les conflits du nord de l'Irak. Mais l'absence d'impact sur la production a permis d'éviter des pressions sur les prix. Il y a même eu de bonnes nouvelles avec la relance de la production libyenne à partir du mois d'août, relance qui reste fragile compte tenu du contexte intérieur très instable.

À partir de juillet, le marché est entré dans une phase d'effondrement rapide des cours du pétrole qui sont passés, en moyenne mensuelle, de 112 \$/b en juin à moins de 100 \$ en septembre (97 \$) pour atteindre 80 \$ en novembre et moins de 70 \$ début décembre (fig. 1).

Cette évolution résulte de plusieurs facteurs qui se sont combinés en un temps très court, d'où cet emballement. En dehors du contexte géopolitique instable mais sans effet sur la production, il convient de citer les éléments suivants :

Fig. 1 – Prix annuel et mensuel du Brent et du WTI – 2011-2014



Source : Reuters

- l'influence croissante de l'effet huiles de schiste (ou *tight oil*) sur le marché international qui s'est concrétisée par le rapprochement du prix américain WTI et du Brent. Cet écart est passé de 16-17 \$ en 2011 et 2012 à 11 \$ en 2013 et 6 \$ en 2014 (3 \$ en novembre) ;
- les inquiétudes économiques confirmées par des révisions à la baisse de la croissance mondiale entre janvier (3,7 % anticipés par le FMI), juillet (3,4 %) et

Contexte pétrolier 2014 et tendances

octobre (3,3 %). Cela a abouti à un ajustement des prévisions de hausse de la consommation mondiale de pétrole pour 2014. De 1,4 Mb/j en juin, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) a révisé ce chiffre à 0,9 Mb/j en septembre puis 0,7 Mb/j en octobre. Cette correction drastique, conjuguée à l'afflux de la production américaine, a amplifié l'idée d'un excédent pétrolier à venir sur le marché. Il convient de souligner que le contexte économique a également eu pour effet de faire chuter lourdement les marchés financiers européens en août et septembre, accentuant la pression sur le pétrole ;

- la forte progression du dollar à partir de juin, qui a induit une pression baissière sur le prix du pétrole en raison d'une corrélation négative attribuée au couple pétrole/dollar. Les tendances récentes sur le dollar et le pétrole pourraient aussi être le résultat de facteurs survenus simultanément : hausse des taux attendue aux États-Unis et craintes sur la croissance européenne et des pays émergents ;
- le coup de grâce a été donné par la décision du 27 novembre de l'OPEP, ou plutôt des monarchies pétrolières (Arabie saoudite, Émirats arabes unis, Koweït, Qatar), de ne pas intervenir sur le marché. Ce choix a bien entendu accentué l'effritement des prix du pétrole puisque, à défaut de gestion de l'offre par l'OPEP, c'est désormais au marché d'assurer l'équilibre.

Les raisons de la décision OPEP, dictée par l'Arabie saoudite

Certains pays OPEP comme l'Algérie, l'Irak, l'Iran, la Libye ou le Venezuela étaient favorables à un accord pour réduire la production, mais n'étaient, pour la plupart, pas en mesure de le faire. Ainsi, la production libyenne (0,2 à 0,8 Mb/j en 2014) demeure bien en deçà de son potentiel (1,5 Mb/j) depuis les troubles intérieurs survenus en 2011. L'Iran est soumis à un embargo qui a réduit ses débouchés de 1 Mb/j environ depuis juillet 2012. L'Irak a des projets importants de développement de sa production, qui pourrait atteindre, d'après l'AIE, 4,6 Mb/j en 2020 et 6,7 Mb/j en 2030 contre 3,1 Mb/j en 2013. Le Venezuela est dans une situation budgétaire sous tension, et sa production est de plus en repli depuis dix ans.

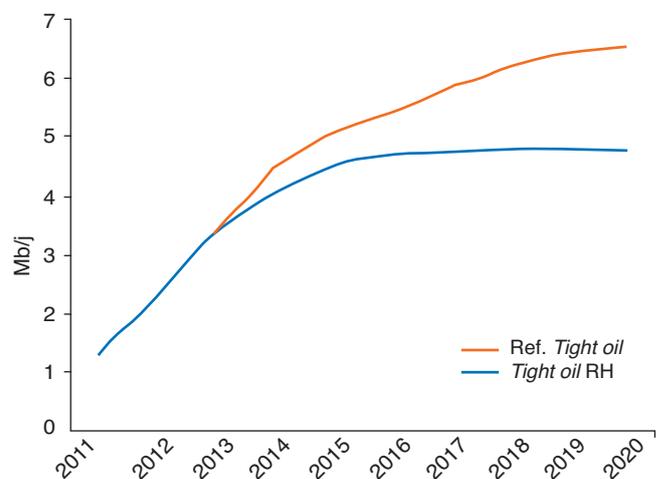
Sur la base des anticipations (incertaines) de décembre, l'équilibre offre/demande montre que l'ajustement baissier aurait dû porter sur 2 Mb/j au premier semestre 2015 et sur environ 1 Mb/j au second. Il s'agit de volumes conséquents, à comparer à une production de pétrole de 9,5 Mb/j en 2014 pour l'Arabie saoudite, soit

30 % du total OPEP. Le pays n'a pas voulu porter ce fardeau seul sans soutien au sein de l'organisation et encore moins en dehors, que ce soit de la part de la Russie ou des États-Unis. En marge de la réunion OPEP, le ministre saoudien du pétrole Ali Al-Naimi a clairement évoqué cette idée : « *Why should Saudi Arabia cut? The US is a big producer too now. Should they cut?* »

Au-delà d'une absence de soutien, une raison plus profonde explique certainement ce choix radical. Il s'agit de la montée en puissance extrêmement rapide des *tight oil* américains. Le soutien des prix par l'OPEP aurait eu pour effet de favoriser leur développement, ce qui aurait contraint l'organisation à réaliser chaque année de nouvelles coupes de production. L'Arabie saoudite se trouvait donc face à un dilemme : soutien des prix avec effritement progressif de sa production ou stabilité de sa production mais effondrement des cours.

Cette deuxième option est peut-être la plus rationnelle pour l'Arabie saoudite face à l'expansion des *tight oil*. La production de ces pétroles non-conventionnels progresse de 1 Mb/j chaque année depuis 2011, ce qui correspond à peu près à la hausse annuelle de la demande mondiale. Les scénarios du *Department of Energy* américain n'anticipent pas une progression aussi forte pour les années à venir, mais le DOE semble faire preuve d'une grande prudence dans ses prévisions de référence qui sous-évaluent régulièrement l'évolution réelle. L'Arabie saoudite n'a pas voulu prendre le risque d'attendre un hypothétique ralentissement naturel des *tight oil*, annoncé par certains mais démenti par les faits. En décembre, la production de *tight oil* atteint déjà 5 Mb/j, en phase avec le scénario haut du DOE (fig. 2).

Fig. 2 – Production américaine de *tight oil* (Scénario de référence et scénario haut –RH-) 2011/2020



Source : US Energy Information Administration (US EIA)

Contexte pétrolier 2014 et tendances

Parmi les autres facteurs d'explication, les enjeux géopolitiques peuvent, en partie, justifier la position de l'Arabie saoudite. La baisse des prix provoquera à l'évidence un affaiblissement des voisins chiïtes, irakiens et iraniens mais aussi de la Russie, soutien du pouvoir en place en Syrie... Ces considérations ont peut-être joué dans la décision, bien que le poids croissant des *tight oil* suffirait à la justifier. Pour ce qui est de la thèse d'une stratégie concertée entre l'Arabie saoudite et les États-Unis, évoquée par certains observateurs, elle paraît assez peu crédible. Les producteurs américains vont en effet fortement souffrir de cette situation.

Conséquences envisageables pour le marché pétrolier

Si l'OPEP avait décidé de rééquilibrer le marché en ajustant son offre, un prix d'équilibre de 90-100 \$/b était envisageable (hors crise géopolitique) comme nous l'avons indiqué début 2014 (voir fiche Panorama 2014 "Contexte pétrolier 2013 et tendances").

Ce n'est pas le cas et le marché doit désormais déterminer un prix qui permettra d'absorber les surplus, en pesant sur trois paramètres : la demande de pétrole, la production existante et les investissements amont pour infléchir la production future. Les impacts sont extrêmement difficiles à cerner, mais il est au moins possible de décrire dans les grandes lignes trois conséquences envisageables :

- sur la demande : les publications concernant le lien prix/demande (élasticité prix) donnent des résultats assez divergents et sont donc peu fiables. En première approximation, il est néanmoins possible de retenir la relation proposée par le FMI dans une note datant de 2011 (*Oil Scarcity, growth, and global imbalances*). Une hausse de 10 % du prix du pétrole impacte négativement la demande mondiale de 0,2 % environ (élasticité de court terme de 0,019). En retenant la corrélation inverse, 20 % de baisse du prix du pétrole (à 80 \$) entraînerait une progression de 0,4 % de la demande soit 0,4 Mb/j (demande 2015 : 93,3 Mb/j d'après l'AIE en décembre). À 60 \$ (- 40 % environ), le gain atteindrait 0,8 % soit 0,7 Mb/j ;
- sur la production en cours : pour arrêter des unités de production, il faudrait que le prix du pétrole soit inférieur aux coûts opératoires sur une période assez longue pour peser sur l'équilibre financier des producteurs. Aux niveaux des cours du pétrole de 60 à 70 \$b atteints début décembre 2014, on est loin de cette situation, ce qui signifie que les impacts sur la production seront minimes sur les bases actuelles ;

- sur les investissements : la baisse des cours va évidemment conduire les opérateurs à réduire leurs dépenses d'investissement en raison de la diminution de leurs marges et du fait d'une moindre rentabilité attendue des projets futurs. Fin septembre, alors que le prix du baril était aux environs de 90 \$, l'étude IFPEN sur les investissements en Exploration-Production prévoyait déjà un net ralentissement de la croissance des investissements, avec en particulier une baisse pour les "majors". La hausse (légère) des investissements envisagée dans ce même rapport pour les indépendants et les NOC n'est en revanche plus d'actualité. Aujourd'hui les cartes sont rebattues, les indépendants ajustent aussi leurs investissements. Les effets sur la production ne seront pas immédiats sauf dans un cas, les *tight oil*, qui nécessitent d'investir très régulièrement pour maintenir la production. Cela est dû au profil de production qui décroît très rapidement dans le temps. Pour les autres types de pétrole, il y aura une remise en cause des projets en fonction des anticipations de prix et des capacités financières des entreprises. Les unités les plus coûteuses, huiles lourdes du Canada ou offshore très profond, devraient être les plus affectées.

Globalement, la baisse actuelle des prix aura deux impacts significatifs : une hausse de la demande¹ dans des proportions non négligeables, évaluée entre 0,6 et 0,9 Mb/j, à comparer à un surplus d'offre compris entre 1 et 2 Mb/j en 2015 ; une baisse des investissements et donc un recul de la production à moyen terme, avec un effet pour les *tight oil* plus ou moins conséquent en fonction du niveau de prix réel observé.

Quel impact pour les *tight oil* et les huiles lourdes ?

La plupart des analystes du secteur pétrolier, à l'image du consultant IHS² par exemple, évoque des coûts de production des *tight oil* compris entre 40 et 80 \$/b, en soulignant que 80 % de la production se situerait en dessous de 70 \$/b. Sur cette base, au niveau des cours actuels, une baisse de l'ordre de 20 % des investissements est donc crédible en 2015. Certains opérateurs américains estiment que des baisses plus substantielles sont envisageables en raison du recul des marges des entreprises pétrolières, et donc de leur

(1) La hausse de la demande liée à l'effet prix est susceptible d'être annihilée par un contexte économique dégradé

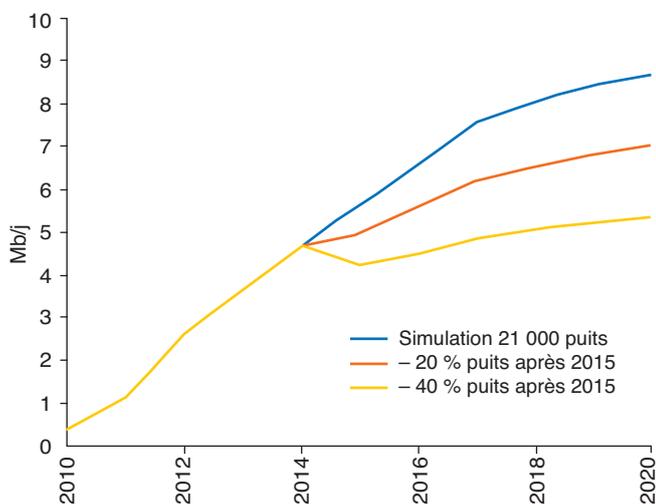
(2) *Tight oil test : US Production Growth Remains Resilient Amid Lower Crude Oil Prices* - 20 novembre 2014

Contexte pétrolier 2014 et tendances

capacité d'emprunt. Aux États-Unis, le mois de novembre serait déjà marqué par une forte baisse des demandes de permis de forage à hauteur de 40 % d'après Reuters.

Si l'on retient une baisse des investissements de 20 % à 40 %, la production de *tight oil* s'établirait en 2015 à respectivement 4,9 Mb/j et 4,2 Mb/j, à comparer à une production de 5,6 Mb/j prévue dans le scénario de base du DOE. Pour 20 %, l'impact serait donc assez modeste avec une différence de seulement 0,7 Mb/j. Pour 40 %, le recul serait plus conséquent à hauteur de 1,4 Mb/j, ce qui aboutirait à un fléchissement de la production en 2015 (fig. 3).

Fig. 3 – Production américaine de *tight oil* suivant des hypothèses de forage contrastées (-20 % et -40 %)



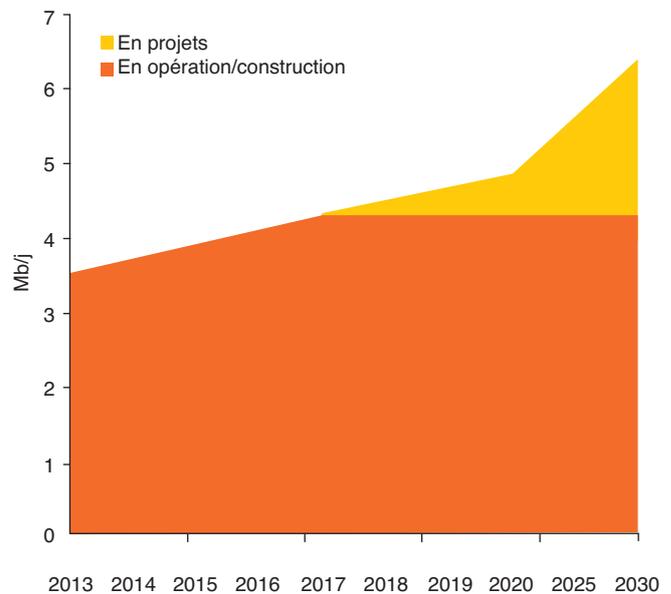
Source : IFPEN, base US EIA

Cette simulation est bien évidemment entourée de nombreuses incertitudes. Ainsi le scénario de référence retient l'hypothèse d'une stabilité du niveau de forage entre 2014 et 2015, ce qui ne constitue pas un scénario de base excessivement optimiste. De même, le niveau de récupération sur la durée de vie d'un puits est estimé à la moyenne de 2013, soit 170 000 barils. Il s'agit d'un ratio prudent alors qu'il ne cesse d'augmenter depuis 2009 (57 000 barils) sous l'effet des améliorations technologiques. Globalement, cela signifie que, même si les investissements décroissent, la production pourrait ne pas être affectée autant que ce qui est simulé ici.

Le bilan sur les huiles lourdes est moins difficile à faire. En effet, dans ses dernières prévisions datant de 2014, l'Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP) n'anticipe pas la mise en production de nouveaux projets d'ici à 2017. Les effets de la baisse des cours du pétrole sur la production ne seront donc pas immédiats comme pour les *tight oil*. En revanche, il est probable que des remises en cause de projets soient

annoncées en cours d'année 2015. Le potentiel des projets envisagés à ce jour porte sur un total de 2 Mb/j supplémentaires d'ici à 2030 (fig. 4).

Fig. 4 – Production canadienne d'huiles lourdes 2013/2030



Source : CAPP

Quel prix d'équilibre en 2015 ?

Sur la base des données de marché disponibles en décembre, une fourchette de prix compris entre 60 à 80 \$/b constitue un scénario crédible en moyenne pour 2015. C'est à ces niveaux de prix que l'on parvient à réduire les excédents envisageables sur le marché en renforçant la demande et en réduisant l'offre de *tight oil*. L'équilibre est atteint pour un prix de 50 à 60 \$/b au premier semestre et de 70 à 80 \$/b au second. Il est intéressant de noter que la correction des prix observée entre juin et décembre 2014 est cohérente avec cette estimation. Ce n'est donc pas la spéculation qui est en cause mais bien la perception de l'équilibre offre/demande du marché pétrolier.

À contexte équivalent, des ajustements significatifs ne sont cependant pas à exclure au fur et à mesure que les effets des prix bas sur l'évolution de la production des *tight oil* américains seront mieux connus, dans un sens comme dans l'autre : remontée des cours si les opérations de forage sont fortement impactées, ou au contraire baisse si les progrès techniques se poursuivent, notamment si le ciblage des formations à forer s'améliore et les efforts pour accroître la productivité moyenne des puits continuent de porter leurs fruits (tab. 1).

Contexte pétrolier 2014 et tendances

Tableau 1

Bilan offre demande 2015 par trimestre avec et sans effet prix

Bilan O/D en Mb/j	1T15	2T15	3T15	4T15
Demande D	92,5	92,5	94,0	94,4
Offre non OPEP	57,3	57,7	57,9	58,4
GNL OPEP	6,6	6,7	6,7	6,7
Pétrole OPEP	30,3	30,3	30,3	30,3
Offre O	94,2	94,7	94,9	95,4
Écart O/D	1,7	2,2	0,9	1
Stocks	0	0	0	0
Surplus	1,7	2,2	0,9	1
Effet prix	60 \$/b	60 \$/b	80 \$/b	80 \$/b
Sur demande	0,7	0,7	0,4	0,4
Sur <i>tight oil</i>	- 1,4	- 1,4	- 0,7	- 0,7
Bilan O/D	- 0,4	- 0,1	- 0,2	- 0,1

Source : IFPEN base AIE OMR, décembre 2014

Mais le contexte lui-même peut changer et évoluer. Il convient en particulier de mentionner les facteurs d'incertitude suivants :

- l'OPEP et notamment l'Arabie saoudite, sous la pression, de ses partenaires, peuvent revoir leur position pour favoriser une remontée des prix. L'histoire montre que l'OPEP, aussi bien en 1986 qu'en 1998 et 2008, a fini par ajuster sa production ;

- le niveau effectif de la croissance économique mondiale, toujours marquée par des inquiétudes pour l'Europe, le Japon et certains pays émergents, est susceptible d'être revu à la baisse. L'effet pétrole sur la croissance devrait être modéré du fait des effets positifs pour les pays importateurs mais très négatifs pour les pays exportateurs (voir encadré page 6). Il existe même des risques importants de déstabilisation pour certains pays producteurs très dépendants budgétairement du pétrole ;
- le contexte géopolitique pourrait peser à la hausse ou à la baisse sur la production de certains pays, à l'image de la Libye, l'Irak ou l'Iran (embargo levé en juillet ?). Le conflit russo/ukrainien pourrait de son côté affecter l'offre pétrolière russe (effet investissement) ou au contraire, en cas de résolution, donner un signe économique positif au continent européen ;
- le taux du dollar pourrait poursuivre sa progression en raison de la hausse attendue des taux d'intérêt américains. Cela contribue à accentuer l'effet baissier sur le pétrole.

Il existe donc de nombreuses incertitudes mais l'idée d'un prix du pétrole à moins de 80 \$/b constitue désormais une hypothèse crédible, compte tenu d'un contexte économique morose et même inquiétant pour certains pays émergents. En dehors de l'évolution du contexte économique, ce scénario est susceptible de durer sous réserve de plusieurs conditions. La première concerne la poursuite de la stratégie nouvelle de l'OPEP visant à défendre sa part de marché au détriment du prix. La seconde est liée à la possibilité de répondre à l'accroissement futur de la demande pétrolière mondiale à ces niveaux de prix. Cela implique une stabilité dans les pays de l'OPEP afin de pouvoir assurer les investissements nécessaires et une maîtrise drastique des coûts de production au niveau mondial. L'un des enjeux portera sur la poursuite de l'accroissement de la production des *tight oil* même à moins de 70-80 \$/b.

Guy Maisonnier – guy.maisonnier@ifpen.fr
Manuscrit remis le 15 décembre 2014

Addendum – 20 janvier 2015

Les estimations de prix présentées en février à la conférence Panorama (50 à 70 \$/b pour le Brent en 2015) sont inférieures de 10 \$/b environ à ce qui était envisagé dans cette note. Ceci s'explique essentiellement par la révision à la baisse en janvier de la croissance économique mondiale en 2015, et une hausse de la demande pétrolière plus faible que prévue.

Contexte pétrolier 2014 et tendances

Impact de la baisse des prix du pétrole sur...

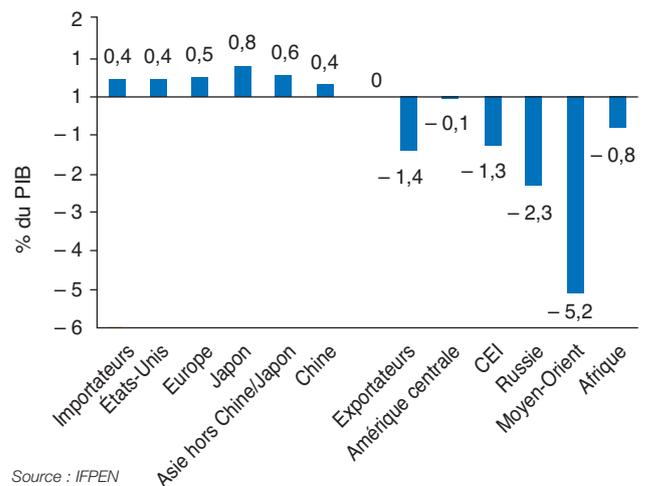
Si la baisse du pétrole se confirme, de nombreux impacts sont à attendre, en particulier sur :

- le secteur pétrolier via la baisse des marges des compagnies productrices, entraînant une maîtrise renforcée des coûts ;
- les sociétés parapétrolières par le biais du ralentissement des investissements ;
- le prix de vente des produits pétroliers, à l'image du gazole ou de l'essence en France. En passant de 112 \$/b en juin à 80 \$/b en novembre, le pétrole a perdu 32 \$/b soit 20 ct\$/l (1 baril = 159 L). La baisse de l'euro (8 %) a atténué ce recul exprimé dans cette monnaie : 11 centimes d'€/L. C'est le niveau de baisse observé sur le prix des produits pétroliers aux effets marché près ;
- le secteur gazier avec des différences régionales : une moindre rentabilité des gaz de schiste américains quand ils sont produits conjointement avec des produits pétroliers ; des prix long terme du GNL asiatique plus faibles (environ 9-12 \$/MBtu à 60-80 \$/b contre 16 \$/MBtu à 110 \$) ce qui pèsera négativement sur les projets d'exportation (Australie, États-Unis dont la compétitivité du GNL sera moins attractive). En Europe, la pression sur les prix spots sera réduite du fait de la baisse des prix indexés (environ 6-10 \$/MBtu à 60-80 \$/b contre 13 \$/MBtu à 110 \$/b) ;
- les marges des secteurs fortement consommateurs d'énergie à l'image de la pétrochimie ou des transports, qui seront améliorées ;
- la croissance économique par pays, avec des impacts bien sûr positifs pour les pays importateurs et négatifs pour les pays exportateurs et un bilan mondial plus ou moins neutre. Ce dernier sujet est explicité plus en détail ci-après.

... la croissance économique mondiale

L'impact sur l'économie d'un pays de la baisse du prix du pétrole doit tenir compte des effets positifs pour les consommateurs (aux ajustements éventuels des taxes près) et négatifs pour le secteur de la production pétrolière. C'est donc le solde *via* les importations ou exportations nettes qui constitue l'indicateur à prendre en considération.

Fig. 5 – Effet d'une baisse de 100 à 80 \$/b sur la croissance par zone



Source : IFPEN

Ce calcul, fondé sur les échanges pétroliers, montre qu'une baisse de 100 à 80 \$/b du prix du pétrole est équivalent à un transfert de 250 milliards de dollars (G\$) des zones exportatrices vers les zones importatrices. Pour les pays importateurs, cela représente en moyenne un surcroît de 0,4 % de croissance du PIB, valeur attendue pour les États-Unis ou l'Europe, qui atteint 0,6 % pour la Chine et 0,8 % pour le Japon.

Pour les pays exportateurs, cela représente en moyenne un recul de 1,4 % du PIB, avec des effets particulièrement marqués pour le Moyen-Orient (- 5,2 %) ou la Russie (- 2,3 %). En valeur, cela représente des montants de 145 G\$ en moins pour le Moyen-Orient et de 55 G\$ pour la Russie.