

ACTUALITE

Le WTI flirte avec le Brent

Le jeudi 25 juillet, juste avant la publication de ce numéro du **PGA**, le prix du **Brent** de la mer du Nord sur **ICE Futures** à Londres a clôturé à **\$107,65 par baril** pour le contrat de septembre 2013, en hausse de 46 cents sur la veille. De l'autre côté de l'Atlantique, sur le **New York Mercantile Exchange**, qui fait partie de **CME Group**, le prix du **light sweet crude** s'établissait à **\$105,49 par baril** (+10 cents) pour la même échéance. Outre le niveau élevé des cours, le point marquant est le très faible différentiel entre ces deux bruts de référence puisque celui-ci n'était que de \$2,16 en faveur du Brent. Près d'une semaine auparavant, le jeudi 19 juillet, le brut américain - **West Texas Intermediate** ou **WTI** - avait même dépassé le Brent pour la première fois depuis le 16 août 2010. Pour prendre la mesure de ce phénomène, il convient de rappeler que ce différentiel était de l'ordre de \$20 par baril en février 2013, donc tout récemment [pour mémoire, jusqu'en 2010, le prix du WTI était normalement un peu **supérieur** à celui du Brent].



Plusieurs éléments, d'une importance diverse, contribuent à expliquer le rétrécissement considérable de ce différentiel :

→ L'une des raisons clés du différentiel en faveur du Brent était l'importance des **stocks pétroliers à Cushing** (Oklahoma), qui est le point théorique de livraison du light sweet crude, du fait de l'insuffisance des infrastructures de transport. Les stocks à Cushing demeurent très significatifs mais la construction d'oléoducs permet aujourd'hui une meilleure évacuation de ce pétrole, ce qui a réduit l'ampleur d'un facteur qui pesait – un peu artificiellement d'ailleurs – sur les cours du WTI.

→ Toujours au chapitre des transports, **de nouveaux pipelines et le développement rapide du transport de pétrole par la voie ferroviaire aux Etats-Unis** ont permis d'acheminer de plus en plus de brut des Etats producteurs, notamment le **Texas** et le **Dakota du Nord** [qui sont, dans cet ordre, les deux plus importants producteurs de pétrole aux Etats-Unis], vers les centres de raffinage. Selon l'**Association of American Railroads**, les volumes de brut et de produits raffinés transportés par rail ont bondi de 48% au premier semestre 2013 [l'AAR ne sépare pas dans ses statistiques le brut et les produits pétroliers mais cette forte hausse est essentiellement alimentée par le brut].

→ Les deux éléments ci-dessus s'ajoutent pour faciliter l'approvisionnement des raffineries américaines en brut national, ce qui conduit à **une baisse des importations de Brent ou de bruts proches du Brent sur la côte est**, comme le note très justement l'**U.S. Energy Information Administration (EIA)**, qui fait partie du **département de l'Energie des Etats-Unis**. Il y a donc un surplus de Brent ou de pétroles assimilés à travers le monde, ceux-ci ayant perdu une partie significative de leur part de marché en Amérique du Nord. Ceci tend à pousser à la baisse le prix du Brent toutes choses égales par ailleurs.

→ Les **stocks de pétrole brut aux Etats-Unis** ont chuté de façon record au cours des trois dernières semaines, selon les statistiques de l'EIA. La baisse est de **27 millions de barils** sur cette période. Pour la semaine qui s'est achevée le 19 juillet (en termes de jours ouvrables), ces stocks ont diminué de 2,8 millions de barils à **364,2 millions de barils (Mb)**. Pour l'**essence** et les **distillats**, les baisses au cours de cette même semaine ont été de 1,4 Mb à **222,7 Mb** et de 1,2 Mb à **126,5 Mb** respectivement. Si, pour ces produits raffinés, le niveau des stocks reste supérieur à celui d'il y a un an, ce n'est pas le cas pour le

brut (-15,9 Mb par rapport à juillet 2012). Certes, il n'y a pas péril en la demeure car les stocks restent abondants. Ils sont en effet à présent dans le haut de la fourchette moyenne pour la période des cinq dernières années (2008-2012), nous indique l'EIA. Mais la baisse spectaculaire de ces dernières semaines a évidemment contribué à la hausse des cours du WTI.

→ De graves **inondations en juin dans la province de l'Alberta** au Canada ont eu un impact négatif sur la production de pétrole dans cette zone et sur l'évacuation du brut à partir de celle-ci.

→ Si l'économie américaine est loin d'avoir mis le turbo, il y a cependant une **reprise** indéniable aux Etats-Unis et le différentiel de croissance entre les deux côtés de l'Atlantique est tout sauf négligeable, ce qui a contribué à tirer à la hausse les prix des bruts américains.

→ La période estivale est celle des vacances et de la fameuse "**driving season**" avec son effet haussier habituel sur la consommation d'essence. Il faut donc plus de brut à l'entrée des raffineries pour satisfaire des besoins domestiques de transport routier en hausse.

→ **L'affaiblissement du dollar par rapport à l'euro** est aussi un facteur qui a joué pour expliquer la hausse du WTI. Il existe une forte corrélation inverse entre l'évolution du taux de change du dollar et celle du prix du pétrole même si les spécialistes débattent des différences entre corrélation et causalité et du sens de cette éventuelle causalité.

Du fait de ces diverses raisons, est-ce la fin du différentiel en faveur du Brent ? Il serait risqué de l'affirmer tout de go. Outre le fait que personne ne dispose d'une boule de cristal (en tout cas une qui fonctionne correctement) pour prédire les évolutions futures des prix et que celles-ci ont souvent surpris tous les experts, la poursuite de la hausse de la production pétrolière aux Etats-Unis – grâce à l'huile de schiste, au brut extrait de réservoirs compacts et à l'exploitation dans la partie en mer profonde du golfe du Mexique – peut contribuer à l'affaiblissement du prix du WTI et d'autres bruts américains. La question des infrastructures de transport aux Etats-Unis pèsera également beaucoup sur les variations de ce différentiel à l'avenir. Et, à court terme, comme le souligne **l'Agence Internationale de l'Energie**, les travaux de maintenance sur un certain nombre de plates-formes en mer du Nord auront tendance à pousser à la hausse le cours du Brent.

Dans son dernier *Short-Term Energy Outlook*, publié en juillet, l'EIA évoque un élargissement du différentiel qui atteindrait environ \$7/b vers la fin du premier trimestre 2014 et se stabiliserait à près de \$8/b entre août 2014 et la fin 2015. Ces chiffres ne sont bien sûr que le résultat de projections qui sont révisées sur une base mensuelle en fonction d'un vaste ensemble de données, d'informations et d'analyses. Cependant, une chose est (presque) sûre : le contraste entre les dynamiques pétrolières à l'oeuvre de part et d'autre de l'Atlantique, avec une production américaine qui n'a pas encore épuisé son potentiel de hausse et une mer du Nord en déclin rapide et durable, conduit plutôt à parier sur le maintien et l'élargissement du différentiel que sur sa disparition, comme cela a été le cas, très temporairement, le 19 juillet.

Francis Perrin

Malgré le choix du Trans Adriatic Pipeline, l'Azerbaïdjan ménage Nabucco

Après le choix, à la fin juin, du projet de **Trans Adriatic Pipeline (TAP)** pour l'acheminement vers l'Europe du gaz de la **phase 2 de Shah Deniz**, l'**Azerbaïdjan**, qui cherche souvent sur ces questions stratégiques à garder deux fers au feu, a laissé entendre que le concurrent malheureux du TAP, le projet **Nabucco Ouest**, n'était pas oublié.

Le président de la **State Oil Company of the Azerbaijan Republic (SOCAR)**, M. Rovnag Abdullayev, a indiqué qu'au-delà de la phase 2 de Shah Deniz – dont la capacité sera de **16 milliards de mètres cubes par an**, contre 9 milliards de mètres cubes/an pour la phase 1 en cours d'exploitation – les exportations gazières de son pays pourraient augmenter de façon spectaculaire à l'avenir. Nous considérons la route vers l'Autriche comme *"un marché naturel pour ce gaz"*, a-t-il déclaré. Le projet Nabucco Ouest portait sur la possible construction d'un gazoduc reliant la frontière entre la **Turquie** et la **Bulgarie** au "hub" gazier de **Baumgarten**, près de Vienne en **Autriche**, en passant par la **Bulgarie**, la **Roumanie** et la **Hongrie**. La longueur de ce tracé est de 1 329 kilomètres et **Nabucco Gas Pipeline International** prévoyait un diamètre de 48 pouces et une capacité de transport comprise entre **10 et 23 milliards de mètres cubes par an** [dans le projet originel de Nabucco, avant l'adoption de la variante Nabucco Ouest, la capacité prévue était de 31 milliards de mètres cubes par an avec un diamètre de 56 pouces].

L'Azerbaïdjan tente-t-il ainsi de câliner Nabucco avec de vaines promesses dans le but de ménager l'**Union européenne** ? Ce n'est pas certain car la **Commission européenne** a accueilli avec satisfaction le choix du TAP. Comme l'ont rappelé le président José Manuel Barroso et le commissaire à l'énergie, M. Günther H. Oettinger, l'option Nabucco Ouest et l'option **TANAP [Trans Anatolian Pipeline]** en Turquie, projet sélectionné pour le gaz de la phase 2 de Shah Deniz dès juin 2012] plus TAP sont toutes les deux favorables à la sécurité énergétique de l'Union européenne.

Le raisonnement est simple : le **corridor gazier du Sud (Southern Gas Corridor)** est lancé ; il y a un lien direct et dédié qui reliera la région de la mer Caspienne à l'UE ; l'UE a trouvé un nouveau partenaire gazier (l'Azerbaïdjan) ; et ce lien devrait être augmenté avec le temps. Après le choix du TAP pour Shah Deniz phase 2 [la décision finale d'investissement sera prise en 2013. Le coût total du projet, y compris les gazoducs associés, dépassera **\$40 milliards**], la Commission a d'ailleurs rappelé que ce ne serait pas suffisant pour couvrir les besoins européens futurs et que des négociations se poursuivaient avec des *"fournisseurs de gaz potentiels"* en vue d'obtenir des volumes supplémentaires de gaz. Selon l'**Agence Internationale de l'Energie**, a souligné la Commission, la demande de gaz dans l'UE passerait de **526 milliards de mètres cubes par an** actuellement à **622 milliards de mètres cubes par an** d'ici à 2030.

Si l'on suppose donc que Bakou est sincère dans son intérêt exprimé pour Nabucco, SOCAR a-t-elle les moyens de ses ambitions ? Pour la société nationale, le développement de champs tels que **ACG Deep, Absheron, Umid** et **Shafag-Asiman** permettra à l'Azerbaïdjan d'exporter plus de gaz vers l'Europe à l'avenir et deux routes ne seront pas de trop. Le TAP (870 km) reliera la **Grèce** au sud de l'**Italie** via l'**Albanie** et la mer Adriatique et les marchés du sud et du sud-est de l'Europe sont donc à sa portée. Nabucco pourrait permettre un meilleur accès aux marchés de l'Europe centrale et orientale, très dépendants du gaz russe. Pour Nabucco, le pire n'est donc pas encore sûr et le suspense continue.

Francis Perrin