

Conjoncture pétrolière

Par Imen-Nidhal Boudinar

Les cours du brut ont repris leur tendance haussière durant le mois de février sous l'influence de l'évolution des fondamentaux du marché et la réapparition des perturbations géopolitiques amplifiant les craintes d'une interruption de l'offre sur le marché.

En effet, les facteurs à l'origine du fléchissement des cours pétroliers observés au mois de janvier ont été partiellement contrebalancés par des éléments haussiers dont essentiellement :

- Le refroidissement du climat dans la région Nord-Est des États-Unis induisant une hausse de la demande pour le chauffage de près de 400 000 B/J durant le mois de février.

- La décision de l'administration américaine de doubler les réserves stratégiques à 1.5 GBbls à l'horizon 2027. L'expansion de la capacité des SPR devrait se traduire par l'injection à un rythme de 100 000 B/J de pétrole brut dans les sites de stockage à partir de mars sur une période de trois mois.

- Le repli des stocks pétroliers aux États-Unis.

- La détermination de l'Iran à poursuivre son programme nucléaire en dépit de exigences du Conseil de Sécurité augmentant la probabilité de sanctions supplémentaires à l'encontre de ce pays et de possibles mesures de représailles, y compris sur le plan pétrolier.

- La baisse substantielle (près de 200 000 B/J) de la production OPEP durant le mois de janvier, illustrant la mise en œuvre effective des réductions de production décidées fin 2006.

- La déclaration de force majeure par le Nigeria sur ses chargements de pétrole brut prévus durant les mois de février (250 000 B/J) et de mars (300 000 B/J).

- La révision à la hausse de 200 000 B/J de l'estimation de la demande mondiale de pétrole brut pour l'année 2007 par l'AIE illustrant la vigueur de la croissance économique chinoise.

- La multiplication de incidents au niveau de plusieurs raffineries aux États-Unis (raffinerie d'Imperial Oil (118 000 B/J) et de Valéro (170 000 B/J) ravivant les craintes liées à une insuffisance de l'offre des essences durant la saison estivale.

Par ailleurs, le mouvement haussier des cours a été tempéré par l'instabilité des places financières mondiales provoquée par la multiplication des risques pesant sur l'économie mondiale, notamment américaine.

Réalisations année 2006

Un chiffre d'affaires à l'exportation de 53,6 milliards de dollars

L'année 2006 a été marquée par la commercialisation de près de 171 millions de Tep d'hydrocarbures liquides et gazeux dont 35 millions de Tep destinés au marché national, enregistrant un léger recul de 3% par rapport à l'exercice 2005.

Les objectifs figurant sur le plan annuel 2006 de l'activité commercialisation ont été atteint à raison de 99%.

Le prix moyen du Sahara Blend est passé de 54,58 USD/bbl en 2005 à 65,73 USD/bbl en 2006.

Le chiffre d'affaires à l'exportation a enregistré une valeur record de l'ordre de 53,6 milliards USD en augmentation de 17% par rapport à l'exercice 2005 et de 70% par rapport à l'exercice 2004.

La part des associés, quant à elle, est de 5,6 milliards USD, en augmentation de 11% par rapport à 2005.

Ce niveau de performance a été atteint grâce à un environnement économique favorable, en l'occurrence:

- Sur le plan national

Il est à noter que la reprise de la l'activité économique du pays, amorcée ces dernières années, s'est poursuivie en 2006, se traduisant par une augmentation de la consommation nationale de plus de 2% par rapport à 2005.

- Sur le plan des exportations

Le taux de croissance de l'économie mondiale s'est maintenu à un niveau important avec 5,1% contre 4,3% en 2005 avec la poursuite d'une croissance élevée des pays émergents,

notamment de la Chine avec un taux de 7,4% tirant la demande pétrolière à la hausse.

Pour l'Activité Commercialisation ces performances se sont traduites sur l'ensemble des volets opérationnels, notamment par l'augmentation des capacités de stockage en Corée de 4,6 millions de TM de Pétrole brut.

En outre, l'année 2006 a été marquée par la concrétisation et le lancement de projets par l'Activité Commercialisation, seule ou en partenariat telles que :

- La signature d'un accord portant sur la réservation, pour une durée de 10 ans, d'une capacité de regazéification de 1 Gm³/an à partir de 2010 sur le terminal de Montoir de Bretagne en France,

- La mise en œuvre de la décision finale d'investissement (FID) du projet Medgaz, marquant le début de la phase des travaux de construction au courant de l'année 2007, pour une mise en service à compter de 2009 (capacité de 8 Gm³/an),

- Le lancement des discussions relatives au projet de Stockage aux USA.

A noter qu'en 2006, quatre (04) cargaisons de Sahara Blend ont été destinées à être prises en charge dans le cadre des opérations de couverture de risques (stockage, vente et couverture) en collaboration avec le partenaire Hetco pour un volume total de 8,15 millions de Bbl.

Ces opérations ont généré un profit net de 12,4 millions USD depuis leur lancement en 2005.

Réalisations 2006

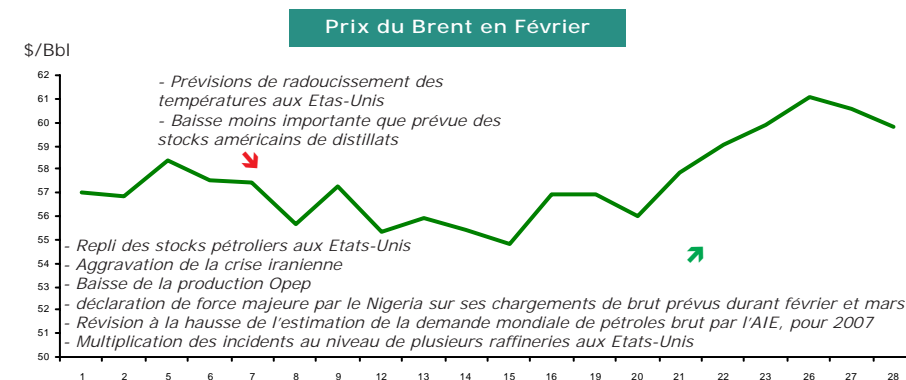
Volumes commercialisés (10⁶ TEP)	171,48
- Exportations	136,29
- Marché National	35,18
Chiffre d'affaires global (10⁹ DA)	4 018,35
- Exportations	3 891,33
- Marché National	127,02
Chiffre d'affaires Exportations (10⁹ USD)	53,56

Conjoncture pétrolière

FAITS MARQUANTS

VENEZUELA : Lancement du processus visant la nationalisation des sociétés de l'Orénoque. Le président vénézuélien vient de lancer le processus visant à garantir le contrôle du pays sur la production pétrolière dans la riche région de l'Orénoque (production estimée à 566 000 B/J, 1 300 Gbls de réserves dont 260 Gbls exploitables), où opèrent un grand nombre de compagnies étrangères. Aux termes d'un décret signé par le chef de l'Etat, PdVSA détiendra à l'avenir une participation minimale de 60 % du capital dans les quatre grandes sociétés communes opérant dans l'Orénoque. Parmi les multinationales opérant dans cette région, en association avec PdVSA, figurent les groupes américains ExxonMobil, Chevron, ConocoPhillips, le français Total, le britannique BP et le norvégien Statoil. Le décret présidentiel accorde aux entreprises concernées quatre mois pour négocier avec PdVSA de nouvelles conditions prévues au sein des entreprises mixtes. Par ailleurs, les investissements pétroliers étrangers au Venezuela ont chuté de 55 % en 2006, tombant à 16,3 G\$ contre 35 G\$ en 2005. Cette forte baisse est la conséquence de la nationalisation par le Venezuela d'une trentaine de champs pétroliers depuis 2005, alors que d'autres joint-ventures dans le traitement des bruts lourds de l'Orénoque pourraient également voir leur participation transférée majoritairement à la compagnie nationale PDVSA.

CHINE : Accords américano-saoudiens avec Sinopec dans l'aval. L'américain ExxonMobil, le saoudien Saudi Aramco, le chinois Sinopec et les autorités de la province chinoise de Fujian ont officiellement annoncé la signature de deux accords pour des développements en commun dans les domaines du raffinage et de la pétrochimie. Préparés depuis 2004, ces accords prévoient notamment la constitution de deux joint-ventures, respectivement dénommées Fujian



Refining and Ethylene Joint Venture Project et Fujian Fuels Marketing Joint Venture Project. Concrètement, la première joint-venture, basée à Quanzhou (dans la province de Fujian) a pour objectif de tripler la capacité d'une raffinerie existante en la portant à 240 000 B/J (soit 12 MT/an), tout en l'adaptant au traitement des bruts acides. A ceci doit venir s'ajouter un vapocraqueur d'éthylène de 800 000 T/an, une unité de polyéthylène de 800000T/an et une autre de polypropylène de 400 000 T/an, ainsi qu'un complexe d'aromatiques de 700000T/an de paraxylène. Il est aussi prévu d'installer une unité de cogénération. Le démarrage de l'ensemble est attendu début 2009. La seconde joint-venture, quant à elle, permettra de gérer et d'opérer un réseau de 750 stations-service et des terminaux pétroliers dans la province. La part respective de Sinopec sur ces deux filiales communes sera de 50 % et 55%, le reste étant détenu à égalité par les deux autres partenaires.

RUSSIE : Fléchissement du rythme des exportations de pétrole brut à l'horizon 2010. Le ministère russe du Développement économique et du Commerce prévoit d'ici 2010 une augmentation des exportations de 10% pour le gaz naturel et de 9% pour le pétrole brut par rapport à l'année 2006. Les exportations de pétrole verront ainsi leurs taux de progression fléchir ces prochaines années sous l'effet conjugué de

l'augmentation des quantités traitées par les raffineries locales et le ralentissement du rythme de croissance de la production. Par ailleurs, la Russie a revu ses prévisions d'accroissement de son PIB à la baisse, avec une augmentation de 6.1% en 2007, sur la base d'un prix du baril à 55\$. Selon le gouvernement russe, le prix du baril devrait poursuivre sa chute à 53\$ en 2008, 52\$ en 2009 et 50\$ en 2010.

MEXIQUE : Des investissements sont nécessaires pour maintenir la production. La société pétrolière nationale Pemex estime qu'il sera nécessaire d'investir 15G\$/an dans l'E&P afin de maintenir les niveaux de production d'ici 2012. En 2006, Pemex a produit environ 3.74 MBJ de brut, soit 1.2% de moins qu'en 2005. La baisse de la production du gisement de Cantarell est à l'origine du repli de la production mexicaine. Selon l'EIA, le déclin de la production de Cantarell devrait se poursuivre au rythme moyen de 14%/an au cours des prochaines années. La compagnie nationale Pemex mise désormais sur le gisement de Ku-Malooob-Zaap pour accroître sa production de pétrole brut. Ce champ fournit actuellement 70000B/J et pourrait atteindre un débit de production de 660 000 B/J à l'horizon 2015 grâce à l'augmentation du taux de récupération par injection d'azote.

Conjoncture gazière

Par Othmane Irain

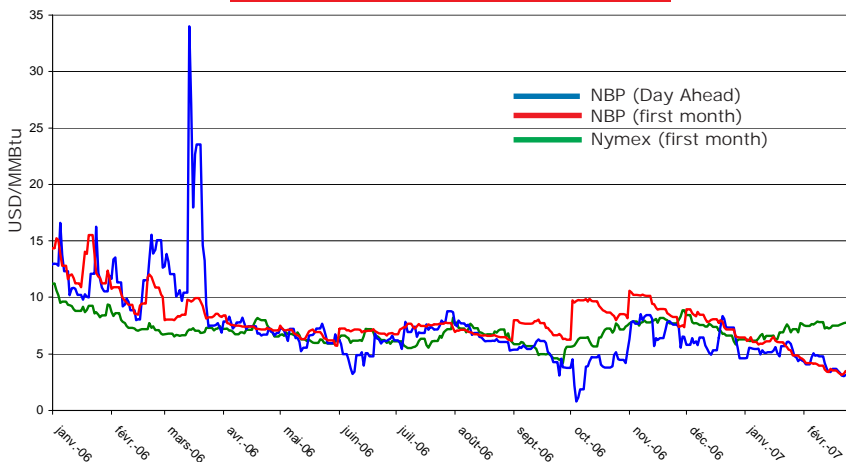
Europe du Nord :

Les prix spot du gaz naturel au Royaume Uni ont poursuivi durant le mois de février 2007 leur mouvement de repli et ce, en dépit d'une hausse sensible de la demande par rapport au mois précédent. Ainsi, et après avoir entamé le mois autour de 21 pence/th, les prix NBP "Day Ahead" ont connu des tendances diverses avant qu'ils ne clôturent autour de 18 pence/th à la fin du mois. Mais le fait marquant de ce mois de février est le peu de réactivité des prix par rapport à la demande. En effet, durant les dix premiers jours du mois, les températures ont connu des baisses importantes (-33% par rapport la normale saisonnière), induisant au passage une forte hausse de la demande qui a largement dépassé le niveau de 400 Mm³/j durant quatre journées consécutives.

Elle a même atteint 436 Mm³ lors de la journée du 8 février soit le niveau le plus élevé depuis le 28 janvier 2004 (444 Mm³). Toutefois, et paradoxalement, lors de la journée du 8 février les prix ont

timidement réagi en frôlant à peine le niveau de 25 pence/th (niveau le plus élevé du mois), soit une hausse de 0,5 pence/th par rapport à la journée du 7 février. (Suite en page 4)

Gaz - Evolution des prix UK et US



Actualité

LNG 2007 San Antonio Conference

Le marché américain du GNL au centre des discussions

M. Chawki Mohamed Rahal, Vice-Président de l'Activité Commercialisation a pris part aux travaux de la conférence de San Antonio (Texas) sur le GNL organisée par CWC Group, du 07 au 09 Mars 2007. La communication qu'il a présentée avait pour titre "Sonatrach's Role in the US market". Nous vous présentons ici une synthèse des principaux points abordés.

Sonatrach : chiffres clés et objectifs

Les recettes des hydrocarbures ont dépassé les 42,2 G\$ en 2005, avec une production totale d'hydrocarbures, tous produits confondus, de l'ordre de 165,3 millions de TEP. 31% des ventes réalisées par Sonatrach ont été générées par des exportations de gaz naturel sous ses deux formes : gaz de pipelines et GNL.

Le gaz naturel représente 63% de la production d'hydrocarbures de Sonatrach. Sur les 151,7 Gm³ produits en 2005, 65,1 Gm³ ont été exportés, principalement vers l'Europe.

De nouvelles perspectives d'accroissement de la capacité d'exportation de GNL sont prévues. Un train d'une capacité de 6 Gm³/an est prévu à Skikda pour remplacer les trains détruits par l'incident de janvier 2004. Le projet intégré de Gassi Touil, développé en partenariat avec Repsol et Gas Natural, consiste en la réalisation d'un train d'une capacité de 5,2 Gm³ par an.

Avec la réalisation de ces trains, Sonatrach disposera d'une capacité de liquéfaction d'environ 37 Gm³/an de GNL à l'horizon 2012, lui permettant ainsi de maintenir la flexibilité gaz/GNL dont elle dispose.

Des projets de développement de capacité de transport maritime à travers l'acquisition de nouveaux méthaniers sont prévus. Des méthaniers Medmax et Atlanticmax viendront s'ajouter à la flotte actuelle du Groupe Sonatrach qui est constituée de huit méthaniers dont la capacité totale est de 956 000 m³. Avec la concrétisation de ces nouveaux projets de navires, le potentiel de transport du GNL pourra atteindre la capacité de 1 403 000 m³.

Ces projets d'augmentation de la production de GNL et d'acquisition de nouvelles capacités de transport maritime de GNL s'inscrivent dans le cadre d'une stratégie globale de croissance de Sonatrach visant, entre autres, à porter le volume de ses exportations gazières à 85 Gm³/an à l'horizon 2010. Cette démarche s'accompagne également par :

- Le renforcement de ses positions sur le marché gazier Européen en augmentant la capacité des gazoducs existant et en développant de nouveaux projets d'approvisionnement de l'Europe (Galsi, Medgaz) ;
- L'intégration de l'aval gazier international en développant une présence active sur le marché final à travers des prises de participation ou réservation de capacités dans des terminaux de regazéification ;
- La construction de positions solides sur le marché du Bassin Atlantique.

Présence de Sonatrach sur le marché américain

Sonatrach a toujours maintenue sa présence sur le marché américain en dépit d'un environnement en perpétuelles mutations. En effet, quatre sur les cinq terminaux de regazéification existants ont été conçus d'une manière à favoriser la réception de GNL algérien. Dans les années 70, les Etats-Unis ont représenté un des principaux marchés visés par Sonatrach pour son GNL. Plusieurs contrats avaient été signés avec des compagnies américaines. La production des deux complexes de liquéfaction d'Arzew était dédiée principalement à ces contrats. Cependant, les changements du cadre législatif à la fin des années 70 aux Etats-Unis ont compromis le développement de Sonatrach aux USA. Ainsi, Sonatrach a dû revoir sa position stratégique en se focalisant principalement sur le marché Européen dans les années 80 et 90.

Néanmoins, Sonatrach n'a jamais quitté complètement le marché des USA, restant pendant les années 80 et 90 son seul fournisseur de GNL.

Marché US du GNL : un marché attractif pour le GNL algérien

Les perspectives de croissance de la demande en gaz du marché américain sont fortes. Le recours aux importations de GNL (call on LNG) serait nécessaire pour couvrir ses besoins en gaz. Selon l'agence EIA, les importations de GNL pourraient atteindre 4,13 Tcf en 2025. Ainsi, le marché US resterait toujours un marché porteur pour le GNL algérien, offrant une conjoncture de prix favorable ainsi que plusieurs opportunités de réservation de capacité dans les projets de terminaux de regazéification prévus sur la côte Est américaine. Sonatrach a de bonnes perspectives devant elle à travers de telles options sur les terminaux gaziers américains. D'autant que l'enjeu est triple pour la compagnie nationale :

- Diversifier à la fois ses exportations et sa présence ;
- Développer de nouvelles perspectives de marché vers les continents américain et sud-américain ;
- Accroître son développement à l'international.

Sonatrach pourrait - pour une meilleure valorisation du gaz algérien - tirer avantage de la position géographique compétitive de l'Algérie pour réaliser des opérations d'arbitrage dans le bassin Atlantique.



Le marché US devrait également jouer un rôle déterminant dans la stratégie future de développement de Sonatrach dans les Bassins Atlantique et méditerranéen grâce à sa présence dans des terminaux de regazéification notamment en France (Montoir) et au Royaume-Uni (Isle of Grain). En effet, à l'horizon 2015, au moins un tiers de sa capacité d'exportation serait dédiée au marché Atlantique.

Le marché américain certes est un marché attractif. Cependant Sonatrach se trouve actuellement dans le besoin d'évaluer les risques que pourrait engendrer un tel déploiement sur ce marché. Ainsi, pour ses réservations de capacité de regazéification, Sonatrach se base sur les critères suivants :

- les coûts ;
- la flexibilité opérationnelle ;
- le schéma d'utilisation du terminal
- les marchés à cibler ;
- les synergies avec ses autres positions.

En conclusion, le marché des USA constitue un élément appréciable dans le développement de Sonatrach. La réservation de la capacité viendra compléter ses positions au Royaume-Uni (Isle of Grain) et en France (Montoir). Elle contribuera également à confirmer son rôle en tant qu'acteur important sur les bassins atlantique et méditerranéen.

Les changements observés sur le marché rendent nécessaire le développement de nouveaux schémas de croissance innovants et flexibles, en particulier sur le marché américain et britannique, assurant des points d'entrée et acquérant des participations directes dans l'aval gazier.

Par ailleurs, ces schémas permettent de réduire au minimum les risques engendrés par un changement de régulation (déjà expérimenté par Sonatrach) ou un changement de politiques énergétiques. Sonatrach favorise le développement de partenariat permettant ainsi le partage de synergies, d'expertise et des risques.

Conjoncture gazière

(Suite de la page 2)

Même les problèmes techniques du gisement Elgin/Franklin n'ont pas eu d'impact sur les prix "Day Ahead" qui ont poursuivi leurs reculs pour atteindre le niveau de 15 pence/th avant de clôturer à 18 pence/th. Cette légère hausse des prix à la clôture a été la conséquence de la baisse des approvisionnements à partir du terminal de St Fergus.

Comme déjà indiqué dans le numéro précédent, le niveau élevé du stockage et l'abondance de l'offre, conjugués à un climat globalement doux, ont réconforté le système ce qui a apaisé la tension sur les prix.

Sur le marché de Zeebrugge, les prix "Day Ahead" ont connu la même tendance que celle enregistrée sur le NBP avec un différentiel presque nul (-0,01 pence/th).

Après avoir débuté le mois en sens "forward", le gazoduc Interconnector a connu durant ce mois de février 2007 deux (02) changements de directions. Bien qu'il ait fonctionné beaucoup plus en sens "forward" (20 jours contre 8), le flux moyen net a été de l'ordre de -15 GWh. Le niveau le plus élevé a été enregistré lors de la journée du 08 février (-399 GWh).

Quant aux prix NBP "First Month" (livraison mars 07), ces derniers ont perdu environ 4 pence/th depuis le début du mois pour clôturer autour de 19 pence/th.

Par rapport au mois précédent, les prix "First Month" ont perdu en moyenne 10 pence/th.

De même, les prix "First Month" sur Zeebrugge ont affiché en moyenne un niveau de 19 pence/th contre environ 29 pence/th le mois précédent, soit une baisse d'environ 10 pence/th.

Les prix "forward" ont clôturé à 37,55

pence/th pour le contrat ICE du 4^{ème} trim-2007 et 45,77 pence/th pour le contrat ICE pour le 1^{er} trim-2008.

Etats-Unis

Durant le mois de février 2007, les prix du gaz naturel aux Etats-Unis ont poursuivi leur tendance haussière par rapport au mois précédent et ce, en raison de la forte chute des températures sur la région Nord Est.

Ainsi, les prix "First Month" (livraison pour le mois de mars 2007) se sont maintenus en dessus de 7 \$/MMBtu pendant tout le mois de février pour clôturer à 7,55 \$/MMBtu contre 7,74 \$/MMBtu en début du mois. Le niveau le plus élevé a été enregistré lors de la journée du 8 février.

Sur le marché spot, les prix du gaz ont connu une forte hausse dont la plus importante a été enregistrée à New York où les prix ont clôturé en moyenne à 40,03 \$/MMBtu (ils ont même atteint un pic de 60 \$/MMBtu) lors de la journée du 5 février soit le niveau le plus élevé après celui qui a été enregistré le 16 janvier 2004 (44,81 \$/MMBtu) et qui est le record historique de tous les temps.

Marché monétaire

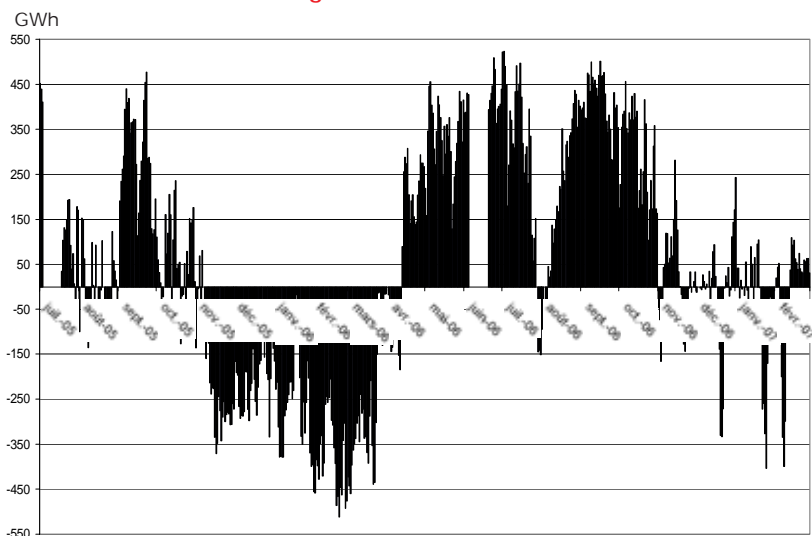
La parité £/\$ a enregistré un léger recul par rapport au début du mois pour s'établir à 1,96 contre 1,9705.

Marché du Carbone

Les prix des quotas de CO2 pour la première phase (contrat 2007) ont poursuivi leurs baisses pour s'établir en dessous de 1 €/EUA. Ils ont clôturé à 0,98 €/EUA contre 2,25 €/EUA en début du mois.

Les prix des quotas pour la deuxième phase (contrats 2008 et 2009) sont également à la baisse et se traitent entre 12 et 16 €/EUA.

Evolution du flux du gaz naturel sur le gazoduc Interconnector



OPEP

Maintien du plafond de production à 25.8 MBJ

L'OPEP a décidé, à l'issue de sa réunion tenue le 15 mars 2007 à Vienne, de reconduire le plafond de production actuel réaffirmant sa détermination à maintenir l'équilibre de la balance offre/demande pétrolière mondiale. Après examen de la situation actuelle du marché pétrolier, la conférence a noté que la croissance économique mondiale serait soutenue en 2007, bien qu'elle soit légèrement plus faible qu'en 2006, reflétant l'impact des taux d'intérêts élevés. En outre, la Conférence a estimé que tous les indicateurs illustraient clairement l'approvisionnement adéquat du marché et les niveaux confortables des stocks pétroliers dans les pays de l'OCDE. Compte tenu de la persistance de la volatilité des cours pétroliers, la Conférence a décidé de suivre de très près les développements du marché pour s'assurer de la stabilité du marché pétrolier et de la croissance soutenue de l'économie mondiale. La conférence a confirmé la tenue de la prochaine réunion ordinaire de l'Organisation le 11 septembre 2007 à Vienne. Elle a également accepté l'invitation des Emirats Arabes Unis pour convenir d'une réunion extraordinaire à Abou Dhabi le 5 décembre 2007.

Brèves

■ **Chargement de la première cargaison transporté via le BTC.** Un premier navire VLCC chargé du pétrole amené par le pipeline BTC (Bakou-Tbilisi-Ceyhan) est parti du terminal du port turc vers la mi-février, avec à son bord 2 MB. La cargaison est destinée au marché asiatique où elle sera commercialisée par la compagnie norvégienne Statoil, membre du consortium du BTC. Le pipeline, d'une longueur de 1 768 km, a été officiellement mis en service le 13 juillet 2006. Il transporte le brut des gisements d'Azeri, Chirag et Guneshli, exploités dans le secteur azerbaidjanais de la Caspienne. La capacité du pipe a atteint 600 000 B/J en février, et passerait à environ 1MBJ d'ici à la fin 2008.

■ **Démarrage des travaux de construction d'une nouvelle raffinerie en Libye.** La société Tamoil Africa Holdings, l'une des branches du groupe Ooilinvest, a démarré la construction d'une nouvelle raffinerie de 200 000 B/J dans la région de Melitta, dans l'Ouest de la Libye. D'un coût de 3 G\$, la nouvelle installation portera la capacité de raffinage du pays à quelque 580 000B/J. Les débouchés de la nouvelle raffinerie libyenne seront les marchés arabes, africains et américains. En outre, la Libye prévoit de consacrer pas moins de 8 G\$ à la modernisation d'un outil de raffinage qui date des années 70 et dont la mise à niveau a pâti des sanctions économiques ultérieures à l'égard de ce pays. La capacité de raffinage libyenne est d'environ 480 000 B/J, mais le pays est contraint d'importer des produits raffinés.