

Conjoncture pétrolière

Par Imen-Nidhal Boudinar

Les cours du brut ont amorcé une tendance baissière durant le mois d'août, sous fond d'apaisement des tensions au proche Orient et de la détente des fondamentaux suite au repli de la demande mondiale de pétrole brut.

En effet, les éléments dominants qui ont pesé sur les cours pétroliers sont :

- L'arrêt des combats au Liban réduisant les inquiétudes liées à un élargissement du conflit à toute la région du Moyen-Orient.

- Les craintes d'un recul du trafic aérien après le complot terroriste déjoué par les autorités britanniques.

- La décision du groupe BP de maintenir la moitié du débit de production du gisement de Prudhoe Bay (soit 200 000 B/J) pendant la durée des travaux sur les oléoducs endommagés par la corrosion.

- La reprise du pompage au niveau du champ de Bonny light opéré par Shell au Nigeria après la réparation de la fuite survenue au niveau du pipeline provoquant une réduction de près de 210 000 B/J de la production de Bonny Light.

- L'annonce d'une hausse surprise des stocks des essences aux Etats-Unis, rassurant les opérateurs sur l'approvisionnement en carburant alors que la saison des grands déplacements estivaux touche à sa fin.

- Le déclassement de l'ouragan Ernesto, le premier de la saison cyclonique dans l'Atlantique, au rang de tempête tropicale, épargnant ainsi les installations pétrolières situées dans le Golfe du Mexique.

Toutefois, le marché demeure préoccupé par l'intransigeance de l'Iran quant à son programme d'enrichissement d'uranium, qui réduit l'opportunité d'une issue diplomatique à la crise, et la fragilité de l'industrie pétrolière irakienne qui peine à produire son niveau d'avant mars 2003.

Gazoduc Nigeria-Algérie (Nigal)

L'étude de faisabilité déclare le projet fiable et rentable

L'étude de faisabilité a démontré la rentabilité et la viabilité technico-économique de ce gigantesque projet régional, a indiqué M. Chakib Khelil, Ministre de l'Energie et des Mines, lors d'une conférence de presse conjointe tenue avec le Ministre des Ressources pétrolières du Nigeria, M. Edmund Daukoru et le Ministre nigérien des Mines et de l'Energie, M. Mohamed Abdullahi.

La rentabilité du projet a été établie par les auteurs de l'étude sur la base de la proximité de l'important marché européen et de l'abondance des réserves en gaz au Nigeria et dans la région traversée par le futur ouvrage.

D'une longueur de 4.128 km, dont 1.037 km en territoire nigérien, 841 km au Niger et 2.310 km en Algérie, le gazoduc aura une capacité de 20 à 30 milliards de m³/an destinés en majorité au marché européen.

Le pipeline devrait transporter quelque 20 milliards de m³ par an. Son coût global est estimé à 10 milliards de dollars, auxquels il faudra ajouter 3 milliards de dollars pour l'exploration et la production du gaz qu'il doit acheminer.

Les ministres ont mis en relief, dans leurs interventions, les avantages que garantira le projet pour toutes les parties concernées, y compris l'Europe, qui s'assurera par ce biais une nouvelle source d'approvisionnement en gaz naturel.

M. Chakib Khelil évoquera les étapes qui restent à franchir : signature d'accords



intergouvernementaux, harmonisation des normes de réalisation du pipeline, études sur l'impact environnemental et enfin effort de communication en direction de l'Union européenne, principal destinataire du gaz.

Pour le Ministre nigérien, M. Mohamed Abdullahi, le projet illustre un exemple de complémentarité et de coopération régionale.

M. Edmund Daukoru, Ministre nigérien du Pétrole, qui assure également la présidence de l'OPEP, a souligné le net changement d'appréciation des partenaires depuis que l'étude a démontré la faisabilité du projet.

Conjoncture gazière

Par Othmane Irain

Europe du nord :

Les prix du gaz naturel au Royaume Uni ont poursuivi durant le mois d'août 2006 la tendance baissière qui a débuté durant le mois précédent. Cette baisse des prix est la conséquence de l'augmentation de l'offre du gaz naturel, suite à la fin des maintenances, alors que dans le même temps le niveau de la demande est resté relativement faible.

Après avoir entamé le mois autour de 39,70 pence/th, les prix spot "Day Ahead" ont affiché une légère hausse pour atteindre 42,13 pence/th durant la journée du 02 août soit le niveau le plus élevé enregistré durant ce mois. Durant cette même période, le gazoduc Interconnector fonctionnait dans le sens "reverse" (Zeebrugge - Bacton) à l'exception de la journée du 03 août où il est passé en mode "forward" avant de revenir à nouveau, durant la journée

du 04 août, en mode "reverse". Depuis le 05 août, l'Interconnector fonctionne dans le sens "forward" (voir graphique en page 4).

La baisse des prix s'est poursuivie durant tout le mois pour atteindre le niveau le plus bas depuis le 20 juin, soit 27,75 pence/th.

Le marché gazier de Zeebrugge a observé durant le mois d'août la même tendance que celle enregistrée sur le NBP mais toutefois avec un léger différentiel en faveur du premier, estimé en moyenne, pour les prix "Day Ahead", à environ 0,4 pence/th.

Les prix spot "Day Ahead" sur le marché de Zeebrugge ont perdu en moyenne environ 6 pence/th par rapport au mois précédent pour s'établir à 34,70 pence/th contre 40,29 pence/th un mois auparavant.

(Suite en page 4)

Conjoncture pétrolière

FAITS MARQUANTS

ETATS-UNIS (ALASKA) - Un problème de corrosion sur le réseau d'oléoducs interrompt la production sur le gisement de Prudhoe Bay.

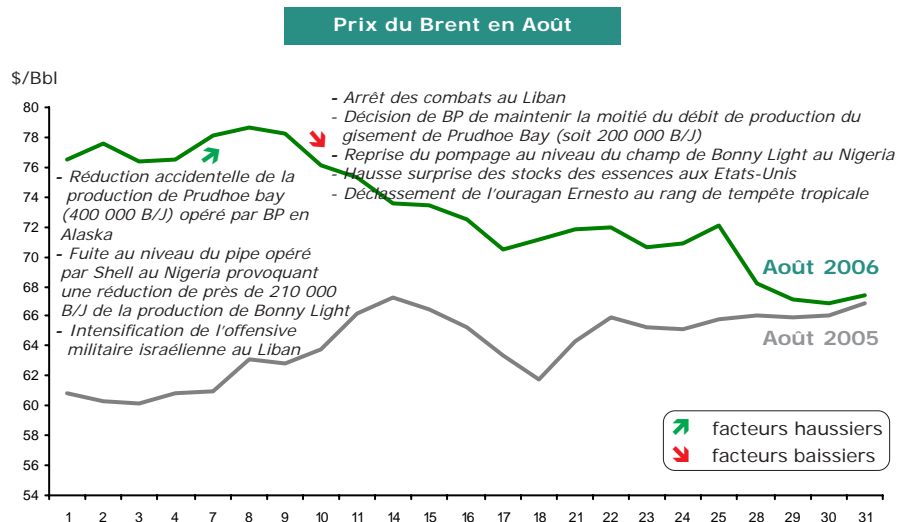
Le groupe BP annoncé, en date du 6 août 2006, l'interruption totale de sa production (soit 400 000 B/J) sur le champ de Prudhoe Bay en Alaska, après la découverte d'une fuite sur un oléoduc. En mars, BP avait déjà découvert une fuite sur un oléoduc de Prudhoe Bay due à la corrosion. Le champ de Prudhoe Bay représente environ la moitié de la production totale de l'Alaska et environ 8% de la production totale des Etats-Unis. Le réseau d'oléoduc à Prudhoe Bay totalise 35 kilomètres.



Le groupe BP a récemment affirmé que la reprise du rythme de production normal sur le champ de Prudhoe Bay (contre un débit de 220 000 B/J actuellement) pourrait intervenir dès la fin du mois d'octobre et serait conditionnée par l'accord des autorités de régulation sur ses plans de déviation des réseaux de pipelines corrodés.

VENEZUELA – Renforcement de la coopération dans le domaine énergétique avec la Chine.

A l'occasion de la visite du président vénézuélien en Chine du 22 au 27 août dernier, Pas moins de 12 accords énergétiques ont été signés entre les deux pays. Ces accords traduisent la volonté du pays sud-américain de diversifier ses marchés d'exportation. En effet, le Venezuela souhaite réduire sa dépendance vis à vis des Etats-Unis, qui importent actuellement 1,5 MBJ de brut vénézuélien. Les deux pays avaient décidé précédemment de porter les livraisons de pétrole vénézuélien à la Chine de 168 000 à 300 000 B/J au cours des prochains mois. Dans le cadre de l'augmentation prévue des livraisons, CNUOC (China National United Oil Corp) a signé un accord avec PDVSA pour l'achat de 8 MB de brut sur la période allant de septembre à décembre 2006. En outre, le Venezuela prévoit de fournir à la Chine 500 000 B/J d'ici à



2009 et 1MBJ au cours de la prochaine décennie. Dans cette optique, les deux pays ont signé un accord portant sur la création d'une alliance stratégique en vue de transporter jusqu'à 500 000 B/J. En outre, PDVSA, CSSC (China State Shipbuilding Corp) et CSIC (China Shipbuilding Industry Corp) ont signé un protocole d'accord afin de construire conjointement 18 pétroliers qui viendront renforcer la flotte de la compagnie vénézuélienne. La coopération pétrolière entre Caracas et Pékin ne se limite pas à la livraison de pétrole vénézuélien mais porte aussi sur des travaux d'exploration production dans le pays sud-américain. Ainsi, CVP, filiale de PDVSA, et CNPC (China National Petroleum Corp) ont signé un accord de coopération en vue de développer conjointement le bloc Junin 4, situé dans la ceinture de l'Orénoque. La production de Junin 4, dont les réserves sont estimées à environ 20 GBbls, devrait atteindre 200 000 B/J en 2010. CNPC et PDVSA ont de plus signé des protocoles d'accord portant sur la création de joint-ventures destinées à opérer sur plusieurs champs pétroliers et à encourager la création d'équipes de service d'ingénierie et de forage de puits. La Chine et le Venezuela devraient ainsi extraire ensemble 400 000 B/J en 2011 dans le pays sud-américain.

CHINE : Approbation du projet de raffinerie de Sinopec et KPC dans le Guangdong.

Les autorités chinoises ont donné leur feu vert au projet de raffinerie de 5 G\$, située dans le sud de la Chine, né d'une JV entre le chinois Sinopec et la compagnie étatique koweïtienne Kuwait Petroleum. En termes d'investissements, cette installation est la plus importante

réalisation de ce type à capitaux sino-étrangers. La raffinerie, qui sera construite sur un site existant de Sinopec avait fait l'objet d'un protocole d'accord sino-koweïtien fin 2005. Elle devrait être mise en service en 2010 avec un débit de production de 12 à 15 Mt/an. Le complexe comprendra en outre une unité de production d'éthylène de 1 Mt/an. KPC devrait assumer la majorité de l'investissement, Sinopec gardant néanmoins un contrôle majoritaire dans le complexe.

IRAN : Petropars investira 4 G\$ sur deux champs vénézuéliens.

La compagnie étatique iranienne Petropars prévoit d'investir 4 G\$ sur deux champs vénézuéliens, soit l'investissement le plus important de la compagnie hors de son pays. Petropars s'est vu attribuer le bloc de brut lourd Ayacucho 7, dans le bassin de l'Orénoque sur lequel il souhaite investir 2 G\$. La compagnie s'est également intéressée à un gisement gazier dans le Golfe du Venezuela et au champ gazier Falcon. L'Iran et le Venezuela ont décidé de créer deux joint-ventures dans le secteur pétrochimique.

En outre, l'Iran a demandé au Venezuela d'être son partenaire dans la construction d'une raffinerie en Indonésie. La National Iranian Oil Refining and Distribution Co et l'indonésien Pertamina ont en effet signé plus tôt cette année un protocole d'accord sur la construction, pour 5 G\$, d'une raffinerie de 300 000 B/J à Java. Téhéran, Caracas et Djakarta ont par ailleurs convenu de construire une raffinerie au Venezuela. Le brut alimentant cette installation proviendrait du champ exploité par Petropars au Venezuela.

Actualité

Marché italien du gaz

Signature de quatre contrats de vente et d'achat de gaz naturel

Dans le cadre de la première phase de l'extension du gazoduc TTPC (Trans Tunisian pipeline Company), dont la mise en service est prévue pour avril 2008, Sonatrach a procédé à la signature de quatre contrats de vente/achat de gaz naturel avec les compagnies :

- **Edison** pour un volume de 2 Gm³/an,
- **Compagnia Italiana Gas** (Mogest) pour un volume de 0.5 Gm³/an,
- **World Energy** pour un volume de 0.45 Gm³/an,
- **Bridas Energy International** pour un volume de 0.25 Gm³/an.

Le gazoduc TTPC traverse le territoire tunisien depuis la localité de Oued Saf-Saf, point de livraison du gaz à la frontière algérienne, jusqu'à Cap Bon, sur le Canal de Sicile, où il se relie au gazoduc TMPC (Transmediterranean Pipeline Company Limited).

Les accords de vente de gaz signés avec ces différentes compagnies renforcent la coopération déjà bien établie entre Sonatrach et les compagnies gazières italiennes, notamment grâce à des approvisionnements supplémentaires de gaz naturel à travers l'extension du

gazoduc Transméditerranéen.

Aussi, Sonatrach conforte sa position de fournisseur majeur et fiable.

Ces accords traduisent la volonté de Sonatrach et de ses partenaires de participer activement à la satisfaction des besoins énergétiques en constante croissance sur le marché italien.

En outre, la signature de ces accords permet à Sonatrach de réaliser ses objectifs de commercialisation de gaz sur le marché international ciblant ainsi un niveau d'exportation de 85 milliards de mètres cubes par an à l'horizon 2010.

Aval

Un contrat d'assistance entre Sonatrach et Axens, filiale de l'Institut Français du Pétrole

L'Activité Aval et la Société Axens ont procédé le 05 septembre 2006 à la Direction Générale de Sonatrach, à la signature d'un contrat de « prestations de services sur l'outil de planification stratégique appliqué au raffinage, à la pétrochimie et à la distribution ».

Signé par M. Feghouli, Vice-Président de l'Activité Aval et M. Sentenac, Président Directeur Général de la Société Axens filiale de l'Institut Français de Pétrole (IFP), ce contrat porte sur l'assistance d'Axens pour mettre en place au niveau d'Aval un outil de planification stratégique dans le domaine du raffinage, de la pétrochimie et de la distribution.

Le contrat a une durée de 50 semaines.

Semaine de l'Energie en Algérie (SEA)

La troisième édition se tiendra à Oran, du 25 au 29 novembre

« Les Réformes: Stratégies, Opportunités, Innovations », tel est le thème retenu pour cette troisième édition de la Semaine de l'Energie en Algérie. Carrefour d'échanges au service de la promotion et du développement de l'industrie des hydrocarbures et de l'énergie en général, SEA3 regroupe en fait trois grands événements:

- La troisième *Exposition Internationale sur le Pétrole et le Gaz (ALOGE 3, Algerian Oil and Gas Exhibition 3)* du 25 au 29 novembre 2006 ; ALOGE 3 permettra aux organismes pétroliers et gaziers nationaux et internationaux de présenter leurs technologies et leur savoir-faire.
- La cinquième *Conférence Stratégique Internationale (CSI 5)* sur les opportunités d'investissement dans le domaine de l'énergie en Algérie du 26 au 27 novembre 2006 ; CSI 5, un espace privilégié de rencontres, permettra aux dirigeants et experts des compagnies nationales et internationales d'échanger leurs expériences et de discuter des opportunités de développement et d'investissement dans le secteur de l'énergie en Algérie, à la lumière des réformes en cours.
- Les septièmes *Journées Scientifiques et Techniques de Sonatrach (JST7)* du 28 au 29 novembre 2006 ; elles permettront aux cadres du secteur de l'énergie national et international ainsi qu'à la communauté scientifique de discuter des derniers développements et des défis liés à la technologie, l'essor des ressources humaines, la protection de l'environnement et à la mondialisation.

OPEP

Maintien du plafond de production à 28 MBJ

L'OPEP a décidé, à l'issue de sa réunion tenue le 11 septembre 2006 à Vienne, de reconduire le plafond de production actuel réaffirmant sa détermination à maintenir l'équilibre de la balance offre/demande pétrolière mondiale, et à assurer des niveaux de prix raisonnables à travers un approvisionnement adéquat du marché pétrolier.

Après examen de la situation actuelle du marché pétrolier, la conférence a noté que les actions engagées par les pays membres pour l'accroissement de leurs capacités de production au cours des dernières années ont permis une reconstitution progressive et ininterrompue des stocks pétroliers, notamment ceux du pétrole brut, réduisant les craintes relatives à une interruption potentielle de l'offre ainsi que les inquiétudes liées aux tensions géopolitiques.

En outre, la Conférence a estimé que le rebond de la production Non-OPEP attendu en 2007, avec un niveau de croissance jamais observé depuis 1984, devrait accentuer le déséquilibre du bilan offre/demande

mondial induisant une modération des prix à court terme.

Compte tenu des incertitudes qui pèsent sur le marché pétrolier pour le reste de l'année 2006, les pays de l'OPEP ont convenu de tenir une réunion extraordinaire au Nigeria le



14 décembre 2006, pour réexaminer les développements du marché et prendre les mesures appropriées.

Par ailleurs, à la lumière des risques baissiers identifiés, l'Organisation a autorisé son président à engager les consultations nécessaires avant la tenue de la réunion extraordinaire prévue en décembre.

Compte tenu du rôle important joué par tous les pays producteurs, la Conférence a réitéré son appel aux producteurs Non OPEP pour poursuivre leur coopération active avec l'Organisation dans le but de garantir la stabilité du marché pétrolier.

La conférence a également confirmé la tenue de la prochaine réunion ordinaire de l'Organisation le 15 mars 2007 à Vienne.

Conjoncture gazière

(Suite de la page 1)

Concernant les prix "first Month" (livraison septembre), ces derniers ont enregistré la même tendance que ceux du "Day Ahead" avec toutefois des niveaux supérieurs à 30 pence/th.

La moyenne du prix "first Month" durant le mois d'août a été estimée à environ 35,40 pence/th contre 40,63 pence/th le mois précédent.

De même, les prix "First Month" sur Zeebrugge ont affiché en moyenne un niveau de 36,17 pence/th contre 40,64 pence/th le mois précédent, soit une baisse de l'ordre de 4,5 pence/th.

Les prix "forward" (hiver 2006/07) ont poursuivi leur repli pour s'établir lors de la clôture du mois d'août autour de 79 pence/th pour le contrat ICE du mois de janvier 2007.

Etats-Unis :

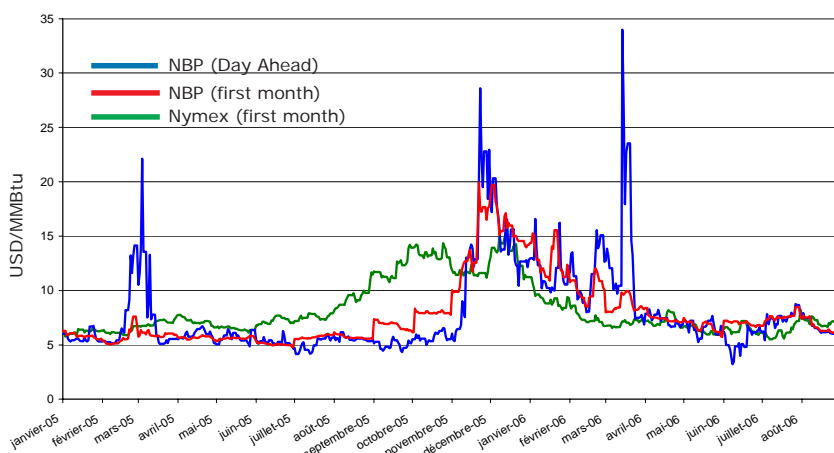
Les prix du gaz naturel aux Etats-Unis ont affiché durant le mois d'août 2006 une hausse importante par rapport au mois précédent et ce, en raison de l'annonce de la formation de certains ouragans sur la région du Golfe du Mexique.

Ainsi, les prix "first month" (livraison pour le mois de septembre 2006) sont passés de 7,18 \$/MMBtu en début du mois à 6,82 \$/MMBtu à la clôture atteignant au passage, durant la journée du 31 juillet, le niveau le plus élevé du mois, soit 8,21 \$/MMBtu.

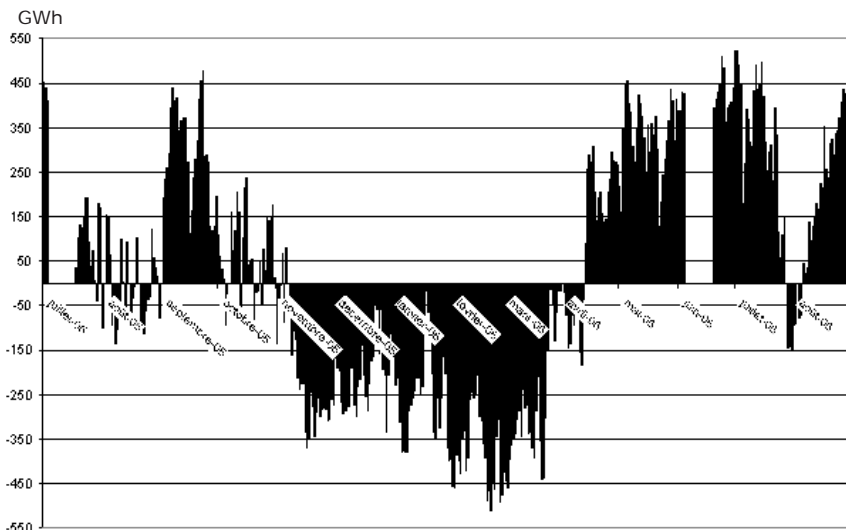
Marché monétaire :

La parité £/\$ a enregistré durant le mois d'août 2006 un certain rebond pour clôturer à 1,9018 au 31 août 2006 contre 1,8676 en début du mois.

Gaz - Evolution des prix UK et US



Evolution du flux du gaz naturel sur le gazoduc Interconnector



Brèves

4Gas projette de construire un terminal méthanier en Gironde :

L'entreprise néerlandaise 4Gas, filiale du fonds d'investissement américain Carlyle, a signé un accord avec le port autonome de Bordeaux pour un projet de développement d'un terminal méthanier sur le site du Verdon (Gironde), a annoncé le port autonome. La construction d'un terminal de stockage et de regazéification de GNL au Verdon, dans l'estuaire de la Gironde, pourrait débuter courant 2008 pour une mise en service en 2011. L'investissement global se monte à environ 400 millions d'euros. Les deux sociétés ont pour l'instant signé une "convention de réservation" pour ce site. Il s'agirait du 3^{ème} terminal méthanier installé en France, après ceux de Montoir-de-Bretagne (Loire-Atlantique) et de Fos-sur-mer (Bouches-du-Rhône), exploités par Gaz de France.

Russie

▪ **Relèvement de la taxe pétrolière à l'exportation** : Le gouvernement russe a revu à la hausse la prévision des prix du brut servant pour le calcul du budget 2007. Le nouveau prix de référence se situe désormais entre 60 et 61,5 \$/Bbl, contre 58 \$/Bbl, précédemment. Le gouvernement russe a par ailleurs décidé d'augmenter de 16,6 \$/T la taxe à l'exportation du pétrole brut. A compter du 1^{er} août, cette taxe est de 216,4 \$/Bbl.

▪ **Hausse de la production de pétrole brut en août** : La production de brut russe a progressé de 0,9 % au mois d'août, atteignant le niveau record de 9,8 MBJ, en raison du démarrage de la production sur le champ Sakhalin-1 exploité par ExxonMobil. Le groupe américain prévoyant d'extraire 250 000 B/J sur le gisement d'ici à la fin de l'année, la production de brut russe pourrait atteindre de nouveaux records. Selon les informations fournies par le ministère de l'Energie, les accords de partage de production (PSA, qui incluent Sakhalin-1 et 2) ont représenté des débits d'extraction de 144 000 B/J en août, soit presque deux fois plus qu'en juillet.

▪ **Azerbaïdjan : Installation d'une plate-forme pétrolière**. Le groupe Statoil a annoncé l'installation du pont de la plate-forme Azeri Est sur son lieu de production au dessus du gisement Azeri-Chirag-Gunashli (ACG), situé dans le secteur azéri de la Mer Caspienne. Le groupe norvégien a une participation de 8,56 % sur ce gisement opéré par BP. La production de la plate-forme Azeri Est doit débuter d'ici à la fin de l'année avec plusieurs mois d'avance. En régime nominal, l'unité produira 260 000 B/J. Globalement, les sept plates-formes d'ACG produiront 1MBJ, un niveau nominal qu'elles atteindront en 2009. Le pétrole produit sera traité avant d'être exporté via l'oléoduc BTC vers la Méditerranée.