

Conjoncture

Par Imen-Nidhal Boudinar

Le mois de décembre a été marqué par la volatilité accrue des cours pétroliers qui ont oscillé dans la fourchette 53-60\$/Bbl. Le mouvement oscillatoire des prix fait ressortir plusieurs faits marquants relevant des fondamentaux, dont essentiellement l'impact du refroidissement du climat dans l'hémisphère nord sur la demande. En effet, les éléments dominants qui ont pesé sur les cours pétroliers sont :

- Les facteurs climatiques ont joué un rôle prépondérant dans la hausse récente des prix. En effet, la baisse des températures dans l'hémisphère nord a engendré une demande additionnelle de fuel de chauffage de près de 820 000 B/J par rapport au mois de décembre 2004, localisée essentiellement en Europe.

- En outre, la révision à la hausse de l'estimation de la demande pétrolière mondiale pour l'année 2006 anticipés par l'AIE et l'OPEP ont accentué la pression haussière sur le front de cours pétroliers.

- Autre facteur stimulant des cours, la baisse des stocks de Gaz naturel aux États-Unis induisant le switch vers le fuel de chauffage.

- Enfin, le recul des stocks de produits pétroliers, notamment les stocks des essences qui s'établissent bien en deçà des niveaux de l'an dernier, a ravivé les inquiétudes liées à l'insuffisance de l'offre sur le marché.

Après un léger repli des cours résultant de l'anticipation du marché d'un radoucissement du climat, les prix du brut se sont de nouveau orientés à la hausse vers la fin du mois après l'état de force majeur décrété par Shell suite à l'explosion survenue sur un de ses oléoducs dans le Delta du Niger. La perte de production est estimée à 180 000 B/J, soit une baisse de 7.2% de la production quotidienne du Nigeria. En outre, la hausse a été stimulée par l'annonce de l'Iran d'une réduction probable de 1MBJ du plafond de production de l'OPEP lors de la prochaine réunion prévue le 31 janvier 2005 à Vienne.

Faits marquants

Royaume-Uni : doublement des taxes sur les bénéfices des compagnies pétrolières. Le ministère britannique des finances a annoncé un doublement de 10% à 20% de la taxe sur les bénéfices des compagnies pétrolières réalisés en Mer du Nord, tout en promettant des nouvelles mesures fiscales pour encourager l'exploration et le développement des champs en zone difficile. (Suite page 2)

Développement à l'international

Création de la nouvelle filiale « Sonatrach Gas Marketing UK Ltd »

Par décision de son Comité Exécutif, entérinée par son Conseil d'Administration et son Assemblée Générale, Sonatrach Groupe se dote d'un nouvel outil de commercialisation à travers sa nouvelle filiale de commercialisation de gaz sur le marché britannique.



Terminal de Isle of Grain

Le projet de création de la filiale « Sonatrach UK Gas Marketing Ltd » s'inscrit dans le cadre des objectifs stratégiques de commercialisation de gaz sur le marché international, notamment en terme de renforcement et de développement d'une présence sur les marchés de proximité les plus valorisants ainsi que l'intégration de l'aval gazier à travers des activités de ventes directes sur le marché final.

Le 7 décembre 2005, la société « Sonatrach Gas Marketing UK Ltd » a été officiellement incorporée et établie au Royaume Uni.

L'organisation de cette société répond aux exigences et aux spécificités du marché britannique, à l'instar de toutes les grandes compagnies (Total, Gazprom, Statoil,...) déjà présentes sur ce marché. Ainsi, la nouvelle société sera basée à Londres et pourra, dès l'obtention des permis et

autorisation nécessaires à l'activité de « Shipper » au Royaume-Uni, débiter ses activités de commercialisation de gaz issu de la regazéification du GNL à travers le terminal de Isle of Grain directement aux clients sur le marché britannique.

Pour rappel, en 2003, Sonatrach a réservé une capacité de regazéification dans le terminal de Isle of Grain à hauteur de 2.4Gm³/an pour une durée de 20 ans.

Par ailleurs, pour renforcer sa position sur ce marché, elle a souscrit, dans le cadre du projet d'extension de la capacité du terminal en 2008, à une capacité supplémentaire de 2.4 Gm³/an pour une durée de 20 ans.

Par conséquent, et à terme, «Sonatrach UK Gas Marketing Ltd» aura à sa charge la commercialisation de près de 5 Gm³/an sur le marché britannique.

Conflit gazier Russie-Ukraine

L'Europe prend conscience de sa vulnérabilité

Le conflit gazier Russo-ukrainien qui a connu son point culminant en décembre 2005 a des origines qui remontent à l'effondrement de l'ex-URSS.

La Russie et l'Ukraine qui jusqu'au début des années 90 faisaient partie d'un même espace politique (URSS) étaient liées par différents accords commerciaux, parmi lesquels un accord permettant à l'Ukraine de recevoir 25 milliards de m³ de gaz russe par an à un prix préférentiel de 50 \$/1000 m³, soit un prix de quatre fois inférieur au prix du marché.

Après effondrement de l'URSS, la Russie a tenté à plusieurs reprises d'imposer une révision du prix de son gaz à l'Ukraine. Après plusieurs tentatives, la Russie

décide, en juin 2005, de rompre les accords gaziers qui la lient à l'Ukraine si cette dernière refuse les nouvelles conditions qui lui sont imposées : un quadruplement du prix du gaz naturel. A cela, les autorités ukrainiennes ripostent en demandant une hausse de 50% du tarif du transit gazier russe vers l'Europe.

Les pays européens comme l'Allemagne et l'Italie qui dépendent respectivement à 44% et 28% de la Russie pour leurs approvisionnements en gaz naturel commencent à prendre cette menace très au sérieux. (Suite page 3)

Un mot sur ...

Le marché des droits d'émission de carbone en Europe et son impact sur les prix du gaz naturel (Seconde partie)

Par Othmane Irain - Division Exportations Gaz -

En première partie d'article, nous avons examiné l'organisation et le mode de fonctionnement du mécanisme de réduction des émissions de gaz à effet de serre mis en place par l'Union Européenne en application du protocole de Kyoto. Intéressons-nous ici à l'impact sur les prix du gaz naturel.

Depuis le 1^{er} janvier 2005, les centrales électriques, ainsi que certaines grandes industries, se sont retrouvées dans l'obligation de se conformer aux plans nationaux d'allocation de quotas qui fixent la quantité totale de CO₂ qui peut être émise dans chaque pays de l'Union Européenne. Les installations qui émettent plus de CO₂ que le quota qui leur est alloué sont amenées à acheter des quotas supplémentaires, alors que celles qui en émettent moins ont la possibilité de vendre leurs parts de quota excédentaires sur les différents marchés de carbone créés, à ce titre, sur certaines bourses européennes.

Concernant justement les centrales électriques, ce nouveau mécanisme introduit un nouveau paramètre qui sera pris en considération dans le choix du fuel à utiliser pour la production d'électricité. A titre indicatif, dans une centrale moderne du type CCGT, la génération d'un Mégawatheure (MWh) d'électricité produit environ 0,45 tonnes de CO₂ contre environ 0,9 tonnes pour une centrale à charbon (L'exemple de substitution est limité au gaz naturel et au

charbon dans la mesure où leurs émissions de CO₂ se situent dans les deux extrémités). Il est évident que si les prix du CO₂ sont élevés, la substitution du charbon par le gaz naturel s'avère indispensable pour un producteur d'électricité afin qu'il puisse atteindre ses objectifs d'émission de CO₂, conformément à son quota.

En faisant abstraction des spécificités de chaque centrale électrique, le prix «breakeven» d'une tonne de CO₂ (P_{CO2}), c'est-à-dire le niveau de prix qui permettra de substituer un fuel par un autre, pourra être déterminé en considérant le coût de l'énergie d'un

Mégawatheure produit par une centrale à gaz naturel, équivalent au coût de l'énergie d'un Mégawatheure produit par une centrale à charbon (voir formule). Ainsi, dans le cas où le prix d'une tonne de CO₂ est supérieur au prix breakeven calculé selon la formule ci-dessus, l'utilisation du gaz naturel pour la production d'électricité est plus appropriée que celle du charbon. Dans le cas contraire, l'utilisation du charbon, avec achat d'un permis d'émission de CO₂, impliquerait un coût de production d'électricité plus compétitif.

(Suite en page 4)

Formule de calcul du prix breakeven du carbone

$$P_{\text{gas}} \times \left(\frac{1}{\mathcal{E}_{\text{gas}}} \right) \times \left(\frac{1}{\eta_{\text{gas}}} \right) + 0,45 P_{CO2} = P_{\text{charbon}} \times \left(\frac{1}{\mathcal{E}_{\text{charbon}}} \right) \times \left(\frac{1}{\eta_{\text{charbon}}} \right) + 0,90 P_{CO2}$$

- P_{gas} : Prix du gaz naturel (USD/MMBtu)
- P_{charbon} : Prix du charbon (USD/TM)
- \mathcal{E}_{gas} : Rendement d'une centrale à gaz (%)
- $\mathcal{E}_{\text{charbon}}$: Rendement d'une centrale à charbon (%)
- η_{gas} : conversion énergétique (MWh/MMBtu)
- η_{charbon} : Valeur calorifique du charbon (MWh/t)

Conjoncture (suite de la page 1)

Au total, les compagnies pétrolières britanniques verront leurs impôts sur la partie extraite en Mer du Nord grimper à 50 % de leurs bénéfices, contre 40 % actuellement et 30 % avant l'instauration d'une taxe supplémentaire de 10 % en 2002. Selon l'UKOOA, (Association Britannique des Opérateurs Offshore), cette nouvelle taxe va décourager les investissements et provoquer des pertes de production, menaçant la sécurité de l'approvisionnement britannique.

Le Royaume-Uni dépend à 74 % du pétrole et du gaz pour couvrir ses besoins énergétiques. Il est devenu importateur net de gaz naturel en 2004, et risque de devoir importer du pétrole après 2009.

Portugal : une nouvelle raffinerie opérationnelle en 2009-2010

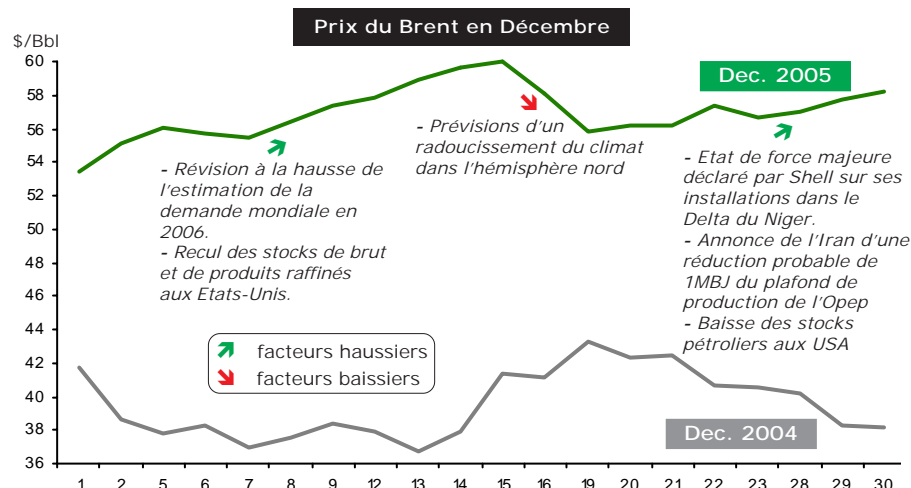
Le gouvernement portugais a signé un accord pour la construction de la plus importante raffinerie de la péninsule ibérique avec une société d'investisseurs nationaux et américains, Argus Resources. D'une capacité attendue de 250 000 B/J, la future raffinerie, qui nécessitera un investissement de 4 milliards d'euros, sera opérationnelle entre 2009 et 2010. Elle sera principalement dédiée à l'approvisionnement du marché international, orientée notamment vers les Etats-Unis. Sa conception ultramoderne lui permettra de traiter du brut semi-lourd en provenance d'Arabie Saoudite, du Koweït et de la Russie. Cette installation devrait doubler la capacité de raffinage

du Portugal qui compte deux autres raffineries appartenant au groupe pétrolier semi-public GALP.

Brésil : fin de la dépendance vis à vis du pétrole importé, dès 2006

Grâce aux efforts fournis par le Brésil pour maîtriser sa consommation énergétique et augmenter sa production pétrolière, ce pays devrait accéder à l'autosuffisance dès 2006. Ainsi, le débit de production atteindrait 2.2 MBJ en 2006 contre près de 0.95 MBJ en 1995, soit une progression annuelle moyenne de 125 000 B/J. Le Brésil continuera néanmoins d'importer des produits raffinés, à raison de quelque 300 000 B/J, compte tenu de l'inadéquation des capacités de raffinage à la qualité du

brut lourd produit. La découverte rapide de nouveaux gisements et le développement de technologies de pointe dans le domaine des forages en eaux profondes ont permis d'accroître la production nationale de 110 % au cours des dix dernières années. Simultanément, le Brésil a déployé une stratégie très ambitieuse visant à réduire sa dépendance vis-à-vis des carburants pétroliers, à travers notamment l'utilisation de l'éthanol en remplacement de l'essence. La réglementation brésilienne impose d'autre part, l'incorporation d'au moins 25 % d'éthanol dans l'essence. Cependant, ce pays demeure dépendant de manière significative de son voisin bolivien pour la couverture de ses besoins en gaz naturel.



Actualité

Exploitation des ports pétroliers

Signature d'une convention de concession au profit de STH

Le 09 janvier dernier, s'est tenue, en présence de M. Chakib Khelil, Ministre de l'Energie et des Mines et de M. Mohamed Maghlaoui, Ministre des transports, la cérémonie de signature de la convention de concession permettant à STH d'exploiter les terminaux marins à hydrocarbures. L'événement consacre une nouvelle étape dans l'optimisation de la gestion et de l'exploitation des ports pétroliers en Algérie.

Créée en juillet 2004, STH (*Société de gestion et d'exploitation des terminaux marins à hydrocarbures*) est une filiale commune à Sonatrach et aux entreprises portuaires d'Arzew, de Skikda et de Bejaia. L'objectif recherché étant de hisser la capacité des ports algériens au niveau des ambitions et des engagements d'exportation de Sonatrach qui sont de l'ordre de 125 millions de tonnes équivalent pétrole (Tep), à l'horizon 2009.



Coopération énergétique entre l'Algérie et les Pays-Bas

M. Chakib Khelil, Ministre de l'Energie et des Mines et M. Laurens Jan Brinkhorst, vice-Premier ministre et ministre néerlandais des affaires économiques, ont signé le 15 janvier dernier, un accord de coopération portant sur des actions communes à mener dans le cadre du développement de la coopération entre l'Algérie et les Pays-Bas dans les domaines de l'énergie et des hydrocarbures. L'accord, prévoit, notamment une assistance du grand port de Rotterdam à la STH (société algérienne de gestion et d'exploitation des terminaux marins à hydrocarbures). Des discussions entre les responsables de Sonatrach, de STH et du port de Rotterdam, vont être engagées dans ce sens.

Marché National

Un contrat-type de vente de produits pétroliers

Naftal et Uniprest (*Union Nationale des Investisseurs et Promoteurs de Relais et Stations-service*) ont signé, le 7 janvier dernier, un contrat type de vente de produits pétroliers destiné à régir les relations commerciales entre les deux partenaires. D'une durée de sept ans renouvelables, par avenant, le contrat type a fait l'objet d'une négociation préalable entre les parties. Il prévoit également la mise en place d'un cadre de concertation aux niveaux national et régional pour examiner régulièrement les aspects d'approvisionnement, de maintenance et de qualité de service.

Naftachin, une société de distribution pour le Grand Sud

Naftal et la société mixte Soralchin (30% Sonatrach et 70% compagnie chinoise CNPC), chargée de la réalisation de la raffinerie d'Adrar (600 000 tonnes/an), ont signé le même jour, un accord portant création d'une société mixte dénommée Naftachin, chargée de la distribution, dans le Grand Sud algérien, des produits pétroliers issus de la raffinerie d'Adrar. Dotée d'un capital de 100 millions de dinars (49% Naftal et 51% Soralchin), Naftachin va commercialiser près de 540 000 tonnes de produits pétroliers par an. Son entrée en service est prévue pour juin 2006.

L'Institut Algérien du Pétrole change de statuts

Le groupement IAP devient une société par actions et prend pour dénomination «Algerian Petroleum Institute IAP-Spa». La cérémonie de signature du pacte d'actionnaires s'est tenue le 07 janvier 2005. Algerian Petroleum Institute IAP-Spa regroupe quatre associés: Sonatrach qui détient 82% du capital social, la compagnie norvégienne Statoil (10%) et enfin Naftal et Naftec qui se partagent les 8% restants.

Conflit gazier Russie-Ukraine

L'Europe prend conscience de sa vulnérabilité (Suite de la page 1)

En effet, hormis l'Allemagne qui dispose d'un mois de consommation de gaz sous forme de stockage souterrain, l'approvisionnement des autres pays européens se fait principalement à flux tendus (même au Royaume-Uni qui consomme près de 100 milliards de m³). L'Union Européenne qui, pendant des années a joué la carte de la libéralisation des marchés, prend conscience de sa vulnérabilité par rapport à la Russie qui compte 32% des réserves mondiales de gaz naturel. Aucun accord n'ayant pu être trouvé le 31 décembre 2005, la Russie met à exécution sa menace de réduire la pression des gazoducs dès le 1^{er} janvier. Les réactions de la Communauté européenne, mais aussi des différentes compagnies importatrices européennes de gaz, se font très discrètes. En effet, les européens ne peuvent pas, d'un côté, soutenir les

efforts de libéralisation de l'Ukraine et, d'un autre côté, remettre en cause la logique de prix de marché que la Russie a voulu imposer pour son gaz.

Le 4 janvier 2006, un accord entre la Russie et l'Ukraine est signé :

- L'Ukraine accepte de payer le gaz en provenance directe de Russie à 230 \$/1000 m³ et 50 \$/1000 m³ pour le gaz en provenance du Turkménistan, soit un prix moyen de 95 \$/1000 m³.

- L'Ukraine reconnaît la compagnie RosUkrEnergo, dont Gazprom détient 50% de son capital, comme fournisseur exclusif pour 2006 et 2007.

- Le tarif de transit gazier russe vers l'Europe passe à 1,6 \$/ 1000 m³/100 km.

Un article plus détaillé sur les enjeux de ce conflit sera publié dans les prochains numéros de Market News.

OPEP

L'Organisation renforce sa coopération avec la Russie et la Chine

A l'issue d'une rencontre entre le ministre russe de l'Energie, et le président de l'OPEP, les deux parties ont convenu de tenir des réunions ministérielles annuelles afin de renforcer leur coordination en matière de politique pétrolière pour garantir la stabilité du marché pétrolier. Les deux partenaires procéderont également à des échanges techniques à travers notamment l'organisation conjointe de séminaires et la réalisation de différents travaux de recherche et d'études. La Russie, qui assure depuis le 1^{er} janvier 2006 la présidence du G8, entend faire du thème de la sécurité énergétique la question clé du sommet des Etats membres du G8 à Saint-Petersbourg en 2006.

En outre, le président de l'Organisation s'est entretenu avec le président de la

Commission nationale chinoise de réformes et de développement, dans le but de renforcer la coopération avec la Chine et discuter des aspects énergétiques d'intérêts communs, en particulier la sécurisation des approvisionnements pétroliers. Le dialogue énergétique est basé sur les investissements gaziers bilatéraux et relations commerciales entre la Chine et plusieurs pays membres. En effet, la Chine importe actuellement près de 800 000B/J des plus importants fournisseurs de l'OPEP à savoir l'Arabie Saoudite et l'Iran.

A l'issue de la rencontre, les deux partenaires ont convenu de tenir des réunions ministérielles périodiques. A ce titre, une table ronde sur les aspects techniques est prévue au cours du premier trimestre 2006 à Vienne.

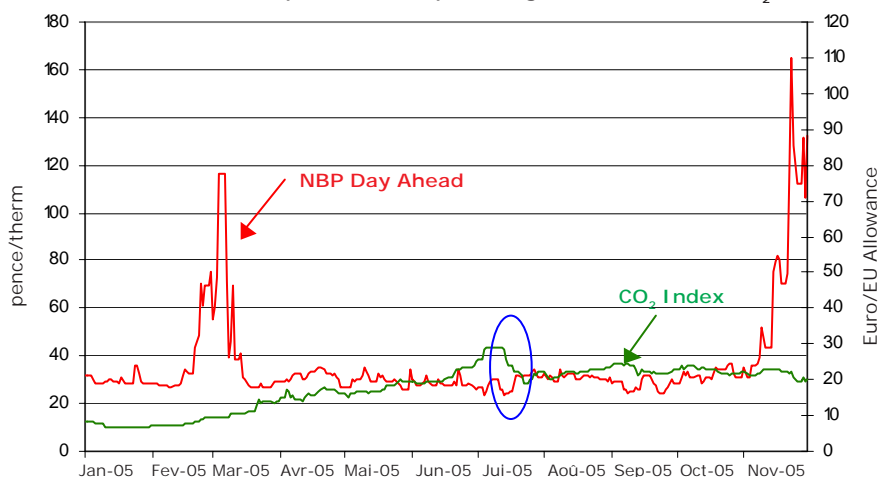
Le marché des droits d'émission de carbone ... (Suite de la page 2)

Durant l'année 2005, la substitution entre les différents fuels (gaz naturel, charbon, produits pétroliers) dans le secteur de la génération d'électricité a été très apparente en Europe, se traduisant ainsi par un niveau record de la consommation de gaz naturel dans ce secteur par rapport aux années précédentes. Cette substitution n'étant possible, toutefois, qu'en Allemagne et au Royaume-Uni où existent des capacités additionnelles de production d'électricité par le gaz naturel et le charbon.

électriciens allemands et italiens qui ont décidé durant cette période de substituer le gaz naturel par du charbon, anticipant ainsi une éventuelle baisse des importations de gaz à partir de la Russie, suite à l'annonce de cette dernière de réduire ses livraisons, après la vague de la froid qu'a connue ce pays.

Certes, les exemples précédents ne permettent pas aujourd'hui d'établir un lien direct et structurel entre les prix des deux «commodities», mais il demeure évident qu'à l'avenir, une fois que tous les plans nationaux d'allocation seront mis en place,

Evolution comparative des prix du gaz naturel et du CO₂



A l'heure actuelle, la corrélation entre les prix spot du gaz naturel et ceux du carbone sur le continent européen ne semble pas être très tangible, en raison d'un manque de liquidité sur les marchés du carbone. Les retards pris dans la notification, l'approbation et la finalisation de certains plans nationaux ont entraîné des incertitudes pour tous les participants au marché des quotas en Europe.

Cependant, certaines tendances du prix spot du gaz naturel au Royaume-Uni n'ont pas pu être expliquées par des facteurs fondamentaux sauf, qu'en même temps, une même tendance a été observée sur le marché du carbone. En effet, durant la mi-juillet 2005, les prix du gaz et de l'électricité ont perdu, en l'espace de deux journées, environ 15% de leur valeur (voir graphique), soit la même perte constatée sur le marché du carbone. Selon certains analystes, une compagnie d'électricité tchèque a mis sur le marché, durant la même période, un large volume de permis de droits d'émission de CO₂, après finalisation par la Tchéquie de son plan national d'allocation.

Un autre exemple récent a été observé durant le mois de janvier 2006 où les prix du gaz au Royaume-Uni ont augmenté d'environ 20%, en l'espace d'une journée, alors qu'en même temps, les prix du carbone ont connu leur plus haut niveau depuis le mois de juillet 2005. La hausse des prix du carbone a été tirée par certains

cette relation pourrait se renforcer et devenir structurelle. A titre d'exemple, une forte demande en permis d'émission de CO₂ de la part d'un producteur de ciment ou d'un secteur autre que l'énergie, pourrait contribuer à la hausse des prix du carbone, et du coup, de ceux du gaz naturel.

Il serait également intéressant d'analyser la situation du marché européen du carbone à la fin de l'année 2007, qui coïncide avec la fin de la première phase de la mise en œuvre de la Directive du 13 octobre 2003, et son impact sur les prix du gaz naturel.

A la fin de cette première phase, les compagnies disposant de permis de pollution non utilisés n'auront pas le droit de reconduire leur quota pour la deuxième phase et ceux n'ayant pas réalisé leur objectif devront payer une pénalité de l'ordre de 40 € par tonne de CO₂. Dans cette perspective, deux scénarios peuvent apparaître :

- Ou bien, le marché sera «long» en permis d'émission et donc les prix du CO₂ vont chuter (donc compétitivité du charbon par rapport au gaz naturel)
- Ou alors, le marché du CO₂ sera «short» et dans ce cas, les prix du CO₂ vont flamber, ce qui conduirait les centrales électriques, en vue de réduire leurs émissions à moindre coût, à substituer le charbon par du gaz naturel, conduisant ainsi les prix de ce dernier à la hausse.

Brèves

Arabie Saoudite: exportations de 8.7MBJ en 2006 pour un prix moyen de 30 \$/Bbl pour le pétrole brut.

L'Arabie Saoudite devrait bénéficier de 148 G\$ de revenus budgétaires en 2005, succédant à deux années consécutives d'excédents financiers. Pour 2006, la production atteindrait 9.45 MBJ dont 8.7MBJ destinés à l'exportation (7.5 MBJ de brut, 0.5 MBJ de produits raffinés et 0.7 MBJ de LGN). Le budget 2006 a été élaboré sur la base de 30\$/Bbl. En outre, pour mettre fin à la polémique concernant la capacité du royaume à atteindre une production de 12.5MBJ en 2009, Saudi Aramco a annoncé la signature de contrats pour augmenter à 90 le nombre d'appareils de forage en 2005 et à 114 en septembre 2006.

Shell : Hausse de 27% des investissements en 2006, à 19 G\$.

Shell a annoncé son intention d'investir près de 19 G\$ en 2006, dont 15 G\$ consacrés à l'amont et près de 4 G\$ dans l'aval notamment pour la production des combustibles propres. Ce budget, en hausse de 25% par rapport à 2005, s'inscrit dans un programme qui doit permettre d'accroître de 13 Gbep les ressources de Shell d'ici fin 2009.

Chine - Kazakhstan : inauguration du premier oléoduc transfrontalier.

La Chine et le Kazakhstan ont procédé à l'inauguration du premier oléoduc transfrontalier d'une capacité initiale de 10MT/an, ce qui représentera de l'ordre de 5 % des besoins chinois. Selon les promoteurs du projet, KazMunaiGaz et CNPC, la capacité sera doublée d'ici 2011. Cette voie d'exportation permet au Kazakhstan de diversifier ses marchés. Ce pays souhaite aussi participer à l'approvisionnement de l'oléoduc BTC, l'objectif étant de produire 3.5MBJ en 2015 contre 1.2MBJ cette année.

Canada : production dépassant 5MBJ vers 2015.

Selon un étude élaborée par le courtier First Energy Capital Corp, la réalisation de tous les projets d'exploitation des sables bitumineux annoncés à ce jour au Canada permettraient à ce pays de produire plus de 5MBJ de pétrole brut en 2015, dont 4.2MBJ constitués de bruts extra-lourds. Ainsi, la production de sables bitumineux canadiens pourrait atteindre environ 2.9MBJ en 2015, comparée à un peu plus de 1MBJ actuellement.

Endesa/Gas Natural. Le Tribunal de Défense de la Concurrence (TDC) espagnol a publié un avis dans lequel il conseille par écrit au gouvernement espagnol de déclarer «irrecevable» l'OPA que Gas Natural a l'intention de lancer sur Endesa. Selon le TDC, l'opération «serait un obstacle à la concurrence» sur le marché de la distribution du gaz.