

## Conjoncture pétrolière

Par Amira Remadna

Les cours du pétrole brut ont perdu près de 20 \$ depuis la journée du 08 août, date à laquelle le baril de Brent a enregistré un record historique de 78,69 \$.

La tendance baissière ainsi notée, s'explique, en plus de la période de transition saisonnière, par une résultante de facteurs dont les principaux sont les suivants :

- La baisse de la prime de risque suite à l'apaisement des craintes de diminution de l'offre mondiale qui résulte essentiellement :

- D'une présentation moins alarmante du dossier nucléaire iranien,
- De l'annonce par BP de la reprise de la production totale du champ géant Prudhoe Bay prévue au début du mois d'octobre.

A cela s'ajoute le règlement de la crise Israélo-libanaise.

- Le programme lourd de maintenance annoncé pour la période septembre-décembre concernant les raffineries en Europe, aux Etats-Unis et en Asie. Ce programme devrait laisser sur le marché une disponibilité supplémentaire de pétrole brut qui s'élèverait à environ 2 MBJ.

- Le fléchissement de l'économie américaine exprimé par un taux de croissance qui est passé de 5,6 % au premier trimestre à 2,6% au deuxième trimestre.

- La reconstitution significative des stocks américains en distillats, affichant des niveaux jamais atteints depuis janvier 1999 et reflétant, en conséquence, un sentiment d'aisance en termes de disponibilités de produits de chauffage destinés à couvrir la saison hivernale.

- L'absence des effets des ouragans annoncés dans les régions de la Floride, des Caraïbes et de l'Atlantique.

Dans cette conjoncture, le président de l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole a indiqué, qu'un pareil glissement des prix ne pourrait que ralentir les investissements. De plus, si les cours poursuivent leur baisse, l'Organisation serait amenée à intervenir en réduisant son plafond de production.

L'Organisation prévoit la tenue d'une réunion ministérielle à Abuja le 14 décembre 2006.

## OPEP

### Réduction de la production de 1,2 MBJ

*L'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole a décidé lors de sa réunion d'urgence, qui s'est tenue les 19 et 20 octobre 2006 à Doha - Qatar, de réduire la production journalière de ses pays membres, à l'exception de l'Iraq, de 1,2 MBJ.*

Après avoir examiné la situation actuelle du marché pétrolier et les prévisions de l'offre et de la demande pour le quatrième trimestre 2006 et pour l'année 2007, la Conférence a noté que les actions qui ont été entreprises jusque là par l'OPEP, ont contribué significativement à la stabilité du marché, tout en lui assurant les approvisionnements adéquats. Les Présidents de délégation ont noté également que le marché à l'heure actuelle présente une situation de sur-approvisionnement, et ce, en raison de l'abondance de l'offre par rapport au niveau de la demande mondiale. Cette situation vient s'ajouter aux



stocks de pétrole brut qui, dans les pays de l'OCDE, affichent des niveaux bien au dessus de la moyenne.

Aussi, le déséquilibre des fondamentaux ainsi noté, fait ressortir une déstabilisation du marché pétrolier.

Dans l'objectif d'assurer de nouveau cette stabilité, la Conférence a décidé de réduire sa production courante de 1,2 MBJ à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2006. Cette réduction devra positionner le niveau réel de la production à 26,3 MBJ.

La Conférence a précisé également que cette décision sera révisée lors de la prochaine réunion extraordinaire, prévue à Abuja-Nigeria, le 14 décembre 2006.

## 7<sup>ème</sup> Sommet mondial sur le GNL

### Industrie et marché du GNL au centre des travaux

*M. Chawki Mohamed Rahal, Vice-Président de l'Activité Commercialisation a pris part aux travaux du 7<sup>ème</sup> Sommet mondial sur le GNL organisé à Rome par CWC Group, du 11 au 13 octobre 2006. La communication qu'il a présentée avait pour titre «Sonatrach and LNG markets : opportunities and challenges». Nous vous présentons ici une synthèse des principaux points abordés.*

**1. L'avenir de l'industrie du GNL (certitudes et incertitudes) :** Le GNL apparaît indéniablement comme un vecteur essentiel de l'expansion gazière mondiale.

Selon les différentes sources (Cedigaz, IEA, IGU), la demande en GNL devrait enregistrer une croissance annuelle d'au moins 6% dans les années à venir.

Les perspectives de croissance du GNL seront de plus en plus importantes en raison de quelques éléments certains, à savoir :

- La flexibilité que procure le GNL en matière d'approvisionnement représente un atout primordial pour l'équilibre offre-demande mondial futur.

- Le commerce du GNL reste promis à un développement rapide comparativement aux échanges par gazoducs.

Cependant, des incertitudes demeurent et risquent d'entraver quelque peu la réalisation des perspectives d'évolutions de l'industrie du GNL, à savoir :

- L'industrie du GNL est-elle une industrie mature ou est-il possible d'avoir de nouveaux progrès technologiques ?

- Les coûts unitaires de liquéfaction ont considérablement diminué, mais serait-il possible de réaliser des trains d'une capacité de plus 8-9 Mt ?

- Quel rôle doit jouer le secteur de l'électricité dans la croissance de la demande en GNL ?

- Le déséquilibre possible entre les projets du GNL du bassin Atlantique et ceux du bassin Pacifique.

- Quelle serait la configuration régionale future du marché du GNL : Atlantique, Pacifique, pays émergents de l'Asie ?

- Quel serait le lien entre les prix indexés sur le prix pétrole brut et ceux du marché spot (Henry Hub) ?

- L'avenir des engagements contractuels de GNL à long terme, notamment aux Etats-Unis ?

- La standardisation ou pas de la qualité du GNL (Wobbe Index ? ...) ?

(Suite en page 3)

Conjoncture pétrolière

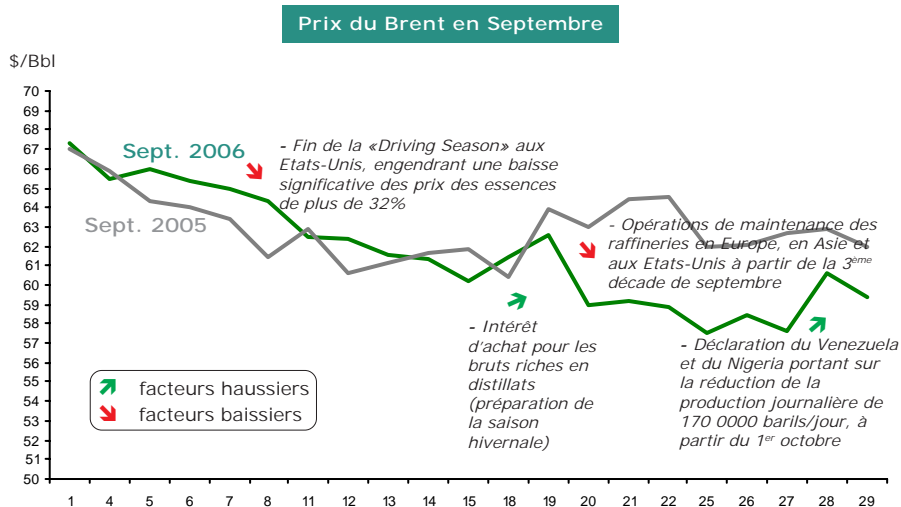
FAITS MARQUANTS

**Le Venezuela et le Nigeria décident de réduire leur production journalière de pétrole.**

Dans un contexte de marché marqué par une forte spéculation au sujet de l'abondance de l'offre de pétrole brut, le Venezuela et le Nigeria ont officiellement informé le Secrétariat de l'OPEP d'une réduction de leur production journalière. A partir du 1<sup>er</sup> octobre 2006, le Venezuela réduira sa production de 50 000 barils par jour et le Nigeria de 120 000 barils par jour. Actuellement ces deux pays produisent respectivement 2,5 MBJ et 2,1 MBJ.

**La mise en production d'un nouveau gisement pétrolier en Mer du Nord Britannique.**

Le gisement Buzzard, découvert dans la région de la Mer du Nord Britannique en 2001, est prévu d'entrer en production en novembre 2006 pour une durée d'exploitation de 24 ans. Les réserves récupérables sont estimées à plus de 400 millions de barils et sa production devrait atteindre 200 000 barils par jour en 2007. Sa qualité se caractérise par une densité moyenne de 32.6 API et une haute teneur en soufre, soit 1,44% en poids. Ce pétrole viendra s'ajouter aux bruts qui utilisent le réseau de transport du Forties (Forties Pipeline System). Le Forties, lui, constitue un brut léger avec une densité de 44-45 API et une faible teneur en soufre de 0,2%.



**Le démarrage du Thunder Horse ne se fera pas avant 2008.**

Découvert en 1999, le Thunder Horse est le plus grand gisement de pétrole brut dans la région du Golfe du Mexique. Il représente également le plus grand gisement aux États-Unis depuis la découverte des gisements géants d'Alaska, le Prudhoe Bay en 1968, et le Kuparuk River en 1969. Opéré par BP pour une durée de 25 ans, ce gisement devait entrer en service en 2005 pour une production journalière de 250 000 barils de pétrole brut et de 5,56 millions de m<sup>3</sup> de gaz naturel. Dernièrement, BP a annoncé que suite aux dégâts causés par le passage des ouragans Dennis et Katrina en juillet et août 2005, sa mise en service sera retardée à la mi-2008.

**Atlantis : un nouveau gisement qui entrera en production en 2007.**

Situé à 300 KM du Sud de la Nouvelle Orléans et découvert en 1998, l'Atlantis constitue le troisième plus grand gisement de la région du Golfe du Mexique. Ce gisement renferme des réserves estimées à 575 millions de barils équivalents pétrole. L'Atlantis dont la mise en production est prévue en 2007, devrait augmenter la production journalière de la région du Golfe du Mexique de 200 000 barils en termes de pétrole et d'environ 5 millions de mètres cubes en gaz naturel.

Conjoncture gazière

Par Othmane Irain

Europe du nord :

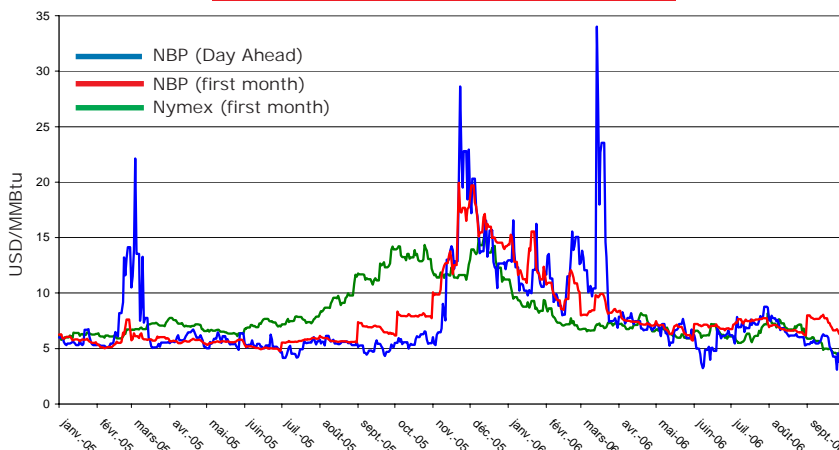
Les prix spot du gaz naturel au Royaume-Uni ont poursuivi durant le mois de septembre 2006 leur tendance baissière entamée depuis le mois d'août. Cette baisse s'explique principalement par la faible demande dans le secteur résidentiel/tertiaire. Après avoir entamé le mois autour de 28,35 pence/th, les prix spot «Day Ahead» se sont maintenus durant toute la première moitié du mois autour de 30 pence/th en affichant au passage le niveau le plus élevé, soit 33,25 pence/th, lors de la journée du 14 septembre. Depuis cette date, les prix ont considérablement baissé pour atteindre 16,25 pence/th lors de la journée du 25 septembre, avant de se redresser et de clôturer le mois autour de 20 pence/th. Cette baisse

s'explique principalement par l'annonce du début des tests sur le nouveau gazoduc Langeled et donc de l'arrivée d'un volume important de gaz naturel en provenance de la Norvège.

La moyenne mensuelle des prix «Day Ahead» a été de l'ordre de 26,95 pence/th contre 34,31 pence/th le mois précédent.

(Suite en page 4)

Gaz - Evolution des prix UK et US



## Actualité

## Développement à l'international

**Création de sociétés de commercialisation de gaz naturel en Espagne et en Italie**

Dans le cadre de sa stratégie de pénétration de l'aval gazier international, Sonatrach a récemment renforcé sa présence à l'international en établissant deux nouvelles filiales qui seront chargées de commercialiser le gaz naturel directement sur les marchés espagnol et italien. Il s'agit respectivement de : «**Sonatrach Gas Comercializadora, S.A**», et de «**Sonatrach Gas Italia, S.P.A**». A l'instar de Sonatrach Gas Marketing au Royaume-Uni, la création de ces filiales de commercialisation permettra à Sonatrach de capter le maximum de marge tout au long de la chaîne gazière, de développer son expertise dans la vente au client final, et de se tenir informé des évolutions du processus de dérégulation des marchés de l'énergie en Europe.

## Transport par canalisations

**Inauguration de la station de pompage SP2**

M. Chakib Khelil, Ministre de l'Energie et des Mines accompagné d'une importante délégation dont M. Mohamed Meziane, Président Directeur Général du Groupe Sonatrach, a procédé le samedi 07 octobre 2006, à l'inauguration de la nouvelle station de pompage SP2 située à la Daira de Ain Madi dans la Wilaya de Laghouat. Implantée à 25 km au Nord Ouest de la ville de Laghouat, la station de pompage SP2 a pour objectif d'accroître la capacité de transport du GPL de l'oléoduc Hassi R'mel-Arzew de 6 à 9 millions de tonnes annuellement. Pour rappel, les travaux ont démarré au mois de janvier 2004. Cette réalisation va contribuer à renforcer considérablement les capacités de Sonatrach.

7<sup>ème</sup> Sommet mondial sur le GNL**Industrie et marché du GNL au centre des travaux**

(Suite de la page 1)

**2. La globalisation du marché du GNL (opportunités et challenges) :** Le marché du GNL s'inscrit désormais dans une logique d'ouverture mondiale. Le déclin assez rapide de la production gazière de la Mer du Nord britannique, l'émergence de nouveaux marchés porteurs (Etats-Unis, Chine et Inde) et l'entrée de nouveaux pôles de production de GNL sont à l'origine de l'apparition d'un marché de plus en plus globalisé.

Ces changements, observés sur la scène internationale, devraient être à la fois porteurs d'opportunités et de nombreux défis à relever en termes de :

- Pénétration de nouveaux marchés, permettant ainsi de diversifier le portefeuille des approvisionnements en GNL,
- Disposition d'un portefeuille d'approvisionnements plus flexible,
- Création de synergies entre les pays exportateurs de GNL.

Les biocarburants dans le monde (1<sup>ère</sup> partie)

Par Kahina Besbas - Direction EMP

**Dans un contexte de prix élevés du pétrole, les carburants alternatifs traditionnels (biocarburants, GPL, GNV) connaissent un essor plus prononcé et les perspectives de leur développement dans le monde sont très prometteuses.**

Il existe aujourd'hui deux grands types de biocarburants :

1. **Le bioéthanol** ou son dérivé l'ETBE (éther) destiné à un usage dans les moteurs de type essence et produit à partir de deux grands types de cultures : les plantes sucrières (canne à sucre, betterave) et des plantes amyliacées (blé, maïs). Il peut être utilisé pur, en mélange (à 85 % ou E85) ou sous sa forme d'éther

2. **Le biodiesel** ou les EMHV (Esters Méthylliques d'Huile Végétale) utilisé dans les moteurs de type diesel et produit à partir d'huiles végétales issues par exemple de colza, de tournesol, de soja ou même de palme. Il peut être utilisé pur ou en mélange. Le coût de production des biocarburants est généralement supérieur au prix des carburants fossiles (hors taxes), même dans un contexte de prix élevé du pétrole brut. Il faut cependant noter les coûts particulièrement bas de l'éthanol au Brésil, dès aujourd'hui compétitif avec les carburants pétroliers. La production mondiale de biocarburants a dépassé les 33 milliards de litres en 2004, c'est à dire 3% des 1 200 milliards de litres des carburants consommés sur la planète.

Le Brésil leader mondial dans la promotion des biocarburants, a produit en 2005 près de 17 milliards de litres d'éthanol (40 % de la consommation nationale d'essence) à partir de plantes sucrières (canne à sucre, betterave), de blé ou de maïs. En outre, le Brésil affiche la volonté d'exporter l'éthanol vers le Japon d'abord, et les Etats-Unis et l'Europe à terme.

A cet effet, le premier terminal portuaire d'éthanol, d'une capacité de chargement de 32 000 t, a été construit à Santos en 2005.

Les Etats-Unis, second pays ayant lancé une initiative d'envergure en faveur des biocarburants, a produit 15 milliards de litres d'éthanol en 2005 (mélangé avec 30% de toute l'essence vendue aux Etats-Unis) à partir essentiellement du maïs. Par ailleurs, premier producteur mondial de soja, les Etats-Unis s'intéressent aussi à l'utilisation du biodiesel dont la production a atteint plus de 280 millions de litres.

Le marché européen des carburants marqué par une domination croissante de la consommation de gasoil, a encouragé le développement de la production du biodiesel. En effet, le biodiesel produit dans l'Union Européenne des 25 a augmenté de 65 % en 2005, pour s'établir à 3,2 Mt contre 1,9 Mt en 2004. L'Union Européenne continue à être leader sur le marché mondial, où l'Allemagne avec 1,66 Mt reste le premier producteur et consommateur européen de biodiesel.

En 2006, la capacité de production totale de l'Union Européenne à 25 devrait atteindre 6,069 Mt.

Pays	2004(kt)	2005 (kt)
Allemagne	1035	1669
France	348	492
Italie	320	396
R. Tchèque	60	133
Pologne	-	100
Autres	165	419
<b>Total</b>	<b>1900</b>	<b>3200</b>

Source : European Biodiesel Board (EBB)

**3. Sonatrach face à la globalisation :**

Le Groupe Sonatrach s'est intégré dans cette dynamique de globalisation en adaptant sa stratégie face à cet environnement en perpétuelles mutations. Cette démarche s'accompagne par :

- Une augmentation de la capacité de production de GNL ;
- Une augmentation de la capacité de transport par méthaniers;
- Une sécurisation des points d'entrée de gaz en Europe et en Amérique du Nord.

Un des éléments essentiels de la stratégie de Sonatrach porte également sur l'intégration de l'aval gazier international en développant une présence active sur le marché final à travers des prises de participations ou réservations de capacités dans des terminaux de regazéification (USA, Royaume-Uni), ou encore par une commercialisation directe sur le marché final.

Sonatrach pourra également tirer avantage de la position géographique de l'Algérie pour réaliser des opérations d'arbitrage dans le Bassin Atlantique (Amérique du Nord, Europe).

## Conjoncture gazière

(Suite de la page 2)

Sur le marché de Zeebrugge, les prix «Day Ahead» ont connu la même tendance que celle enregistrée sur le NBP mais toutefois avec un léger différentiel en faveur du premier, estimé en moyenne à environ 0,8 pence/th contre un différentiel de 0,4 pence/th le mois précédent.

Les prix spot «Day Ahead» sur le marché de Zeebrugge ont perdu en moyenne environ 7 pence/th par rapport au mois précédent pour s'établir à 27,76 pence/th contre 34,70 pence/th, un mois auparavant. Durant le mois de septembre, le gazoduc Interconnector n'a fonctionné que dans le sens «forward» avec un volume moyen journalier de l'ordre de 416 Gwh (voir graphe).

Après avoir résisté durant toute la première partie du mois autour de 40 pence/th, les prix NBP «First Month» (livraison octobre) se sont repliés pour clôturer autour de 33 pence/th.

La moyenne du prix «First Month» durant le mois de septembre a été estimée à environ 38,76 pence/th contre 35,40 pence/th le mois précédent. De même, les prix «First Month» sur Zeebrugge ont affiché en moyenne un niveau de 38,97 pence/th contre 36,17 pence/th le mois précédent, soit une hausse d'environ 3 pence/th.

Les prix «forward» (hiver 2006/07) ont poursuivi leur repli pour s'établir lors de la clôture du mois de septembre autour de 76,50 pence/th pour le contrat ICE du mois de janvier 2007.

### Etats-Unis :

Les prix du gaz naturel aux Etats-Unis ont poursuivi leur tendance baissière et

ce, en raison de la hausse continue des stocks et du sentiment d'inquiétude affiché sur la place boursière de New York quant à un retour d'une crise financière depuis que le fonds spéculatif (hedge fund) américain Amaranth Advisors a perdu en quelques jours, mi-septembre, les deux tiers de son capital, soit environ 10 milliards USD, en spéculant sur le marché du gaz. Il a suffi qu'un trader canadien parie imprudemment sur lui-même pour faire perdre deux tiers de ses actifs au fonds spéculatif Amaranth Advisors.

Ainsi, les prix «First Month» (livraison pour le mois d'octobre 2006) sont passés de 6,29 \$/MMBtu en début du mois à 4,20 \$/MMBtu à la clôture.

### Marché monétaire :

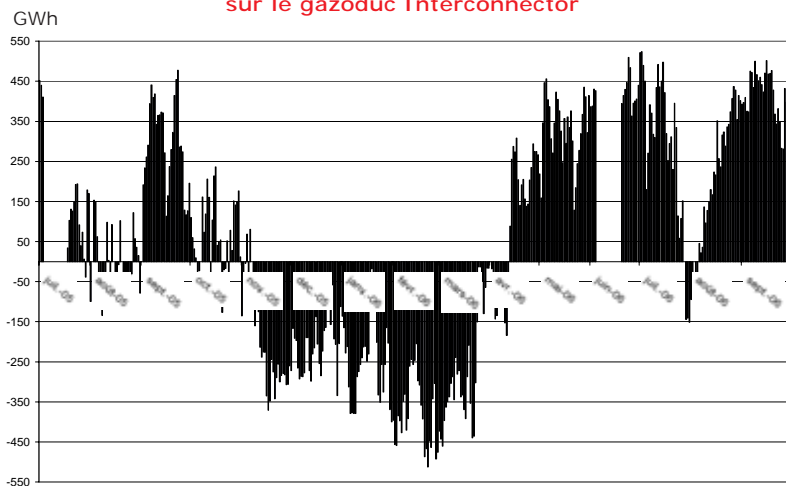
La parité £/\$ a enregistré durant le mois de septembre 2006 un certain rebond pour clôturer à 1,8682 au 29 septembre 2006 contre 1,9034 en début du mois.

### Marché du Carbone :

Après avoir entamé le mois de septembre avec une légère hausse, les prix des quotas de CO<sub>2</sub> pour la première phase (2006/2007) se sont considérablement repliés pour atteindre 13 €/EUA pour le contrat 2006 et 13,30 €/EUA pour le contrat 2007.

Le marché des quotas pour la deuxième phase (contrat 2008) a connu la même tendance que celle de la première phase en clôturant à 16,20 €/EUA contre 17,84 €/EUA en début du mois.

Evolution du flux du gaz naturel sur le gazoduc Interconnector



**Gazprom a finalement décidé d'exploiter seul le gisement de Shtokman**, écartant ainsi le schéma de joint venture avec les compagnies qui espéraient devenir partenaires de ce projet de 20 milliards de dollars. Aussi, Gazprom a décidé de destiner la production de Shtokman à l'Europe et non plus aux Etats-Unis comme initialement prévu. Découvert en 1988, Shtokman devait commencer à produire du gaz dès 2000 mais est resté depuis à l'état de projet. Après des années de négociations, Gazprom avait présélectionné cinq compagnies : les norvégiens Statoil et Norsk Hydro, les américains Chevron et ConocoPhillips et le français Total.

### Construction du pipeline reliant le gisement géant russe Verkhnechonsk à l'Océan Pacifique.

Un contrat de construction d'un pipeline reliant le grand gisement russe Verkhnechonsk à l'oléoduc Est Sibérie—Ocean a été signé entre Rosneft et TNK BP. D'un montant de 150 à 200 millions de dollars et d'une longueur de 120 KM, la ligne devra relier Verkhnechonsk au gisement Talakan. Ce dernier sera connecté au tronçon de pipeline, actuellement en cours de construction, entre l'Est de Sibérie et l'Océan Pacifique. Le Verkhnechonsk, qui est un gisement de pétrole, de condensat et de gaz, est l'un des plus grands gisements dans la région de l'Est de la Sibérie. Les réserves récupérables sont estimées à 202 millions de tonnes de pétrole brut, soit 1,5 milliard de barils, 3,4 millions de tonnes de condensat et 129 milliards de m<sup>3</sup> de gaz naturel. La production de pétrole devrait atteindre 7 à 10 millions de tonnes par an à l'horizon 2011-2012, soit 140 000 à 200 000 barils par jour.

**Mise en exploitation d'une nouvelle raffinerie en Inde.** D'une capacité de production de 12 millions de tonnes par an, la raffinerie Vadinar d'Essar Oil est prévue d'entrer en exploitation au 4<sup>ème</sup> trimestre 2006. Cette raffinerie constitue la deuxième plus grande raffinerie en Inde après celle de Reliance Jamnagar (27 millions de tonnes par an). Contrairement aux autres raffineries de l'Inde, elle est capable de traiter des pétroles acides, lourds et à haute teneur en soufre. Il s'agit d'une raffinerie complexe dont la production annuelle de diesel et des essences devrait atteindre en 2007, 5,5 millions de tonnes et 2,2 millions de tonnes respectivement. Les produits ainsi raffinés seront destinés aussi bien au marché local qu'à l'exportation. Les pétroles destinés à cette raffinerie proviendraient essentiellement du Moyen Orient.