

Le Forum du gaz adopte des objectifs qui ressemblent fortement à ceux de l'OPEP pour le pétrole

**Le Forum des pays exportateurs de gaz (FPEG) a adopté en tant que « feuille de route » des objectifs que l'émir du Qatar lui a proposés et qui ressemblent, comme deux gouttes d'eau, à ceux de l'OPEP pour le pétrole.** Protéger « les droits souverains » des Etats à développer leurs ressources gazières, « recevoir des revenus rémunérateurs en investissant dans ces ressources », **livrer le gaz aux marchés « à des prix équitables »**, « défendre et protéger les intérêts des

producteurs », ... Ce sont là quelques uns des principaux « objectifs » que l'émir du Qatar, cheikh Hamad bin Khalifah Al-Thani a expressément proposés aux ministres du FPEG, réunis à Doha le 9 décembre pour leur 9<sup>e</sup> conférence.

**Le 1<sup>er</sup> secrétaire général du Forum a été élu (il s'agit du candidat de la Russie, Léonid Bokhanovsky), le 1<sup>er</sup> budget adopté et l'accord de siège a été signé avec le gouvernement du Qatar.** Comme les statuts ont également été ratifiés par le minimum requis de pays membres et sont donc entrés en vigueur (PETROSTRATEGIES du 19 octobre 2009), « **c'est maintenant une vraie organisation et, à partir d'aujourd'hui, elle examinera tous les sujets** », a déclaré le vice-Premier ministre qatari, Abdallah al-Attiyeh. « Tous les sujets » ? **Jusqu'à présent, le Qatar s'y opposait et ne voulait pas que le FPEG parle de « marché » ou de « prix ». Voilà que son émir demande maintenant personnellement que ces questions figurent sur l'agenda du Forum.**

(suite en page 5)



Russie : Novatek crée un sous-comité de GNL et de gaz naturel afin de se lancer dans l'exportations

**Gazprom pourrait perdre une partie de son quasi-monopole sur les exportations de gaz russe. L'appétit de Novatek pour le gaz naturel et le GNL semble insatiable.** Au cours de la première semaine de décembre, premier producteur indépendant de gaz naturel de Russie et deuxième producteur de gaz derrière Gazprom, Novatek **a annoncé la création au sein de son comité Stratégie et Investissements d'un sous-comité qui supervisera les marchés du gaz naturel et ses**

**projets de GNL.** Cette initiative représente une étape importante au regard des intentions de la compagnie d'exporter du GNL, principalement à partir de la région autonome de Yamal-Nenets, où sont situés la plupart de ses champs gaziers. Si le calendrier est respecté, **il s'agira du deuxième projet d'exportation de GNL échappant au contrôle total de Gazprom**, la seule l'exception connue à ce jour étant Sakhalin II, dans laquelle le géant russe détient une part majoritaire en partenariat avec Shell et des compagnies japonaises. **Le sous-comité sera dirigé par Burckhard Bergmann**, récemment élu au comité Stratégie et Investissements du conseil d'administration de Novatek et égale-

ment membre du comité Gouvernance d'entreprise et Rémunération. Bergmann était le CEO de l'Allemand E.ON Ruhrgas avant son départ à la retraite en février 2008. Ce nouveau corps comprendra également dans ses rangs l'entrepreneur **Gennady Timchenko**, fondateur de Gunvor International, une société de *trading* pétrolier, **et le CFO de Novatek, Mark Gyetvay.**

Les champs et les permis clés de Novatek sont situés dans **la zone autonome de Yamal-Nenets**, la région la plus importante du monde en termes de production de gaz naturel. Cette dernière **recèle 90 % de la production de gaz naturel russe et 20 % du total mondial. Novatek possède des réserves prouvées totales de 4,96 Gbep** (selon

#### Production de gaz naturel de Novatek

	Gm <sup>3</sup>
2003	19,8
2004	20,9
2005	25,2
2006	28,7
2007	28,5
2008	30,9

Source : Novatek.

## SOMMAIRE

Forum du gaz	p.1
Novatek GNL	p.1
GNL d'ici 2030	p.2
Biodiesel 2015	p.3
France nucléaire	p.4
Forum (suite)	p.5
Infos-Semaine	p.6
Statistiques	p.9
Brèves	p.10



**Réserves\* de gaz naturel  
de Novatek**  
(normes Sec)

	Gm <sup>3</sup>
2004	585
2005	641
2006	651
2007	653
2008	690

\* Réserves développées + non développées. Source : Novatek.

les normes Sec, après ajout de 504 Mbep au 31 décembre 2008), **dont 690 Gm<sup>3</sup> de réserves prouvées de gaz naturel**. Ses réserves prouvées + probables de gaz naturel s'élevaient à 1017 Gm<sup>3</sup> au 31 décembre 2008. **Novatek a produit 5 % de la production totale russe de gaz naturel en 2008 et satisfait environ 8 % de la demande gazière du pays**. La même année, sa production a atteint un total de 30,88 Gm<sup>3</sup> de gaz naturel et 2,59 Mt de liquides. Comparée aux chiffres de 2007, **la production de gaz naturel a enregistré une croissance de 8,3 % alors que celle des liquides a augmenté de 4,1 %**.

**Au cours des neuf premiers mois de 2009, la production de Novatek a atteint 23,79 Gm<sup>3</sup> de gaz naturel et 2,21 Mt de liquides**. La production de gaz naturel a augmenté de 968 Mm<sup>3</sup>, soit 4,2 % par rapport à la période correspondante de 2008, alors que la production de liquides augmentait de 17,9 % sur la même période. **En octobre 2009, Novatek a franchi une étape en atteignant une production cumulée de 200 Gm<sup>3</sup> de gaz naturel à partir de ses principaux champs**, essentiellement grâce à la production de trois champs clés : **East-Tarkosalinskoye, Khancheystoye et Yurkharovskoye**, qui ont contribué respectivement pour 58,7 %, 9,8 % et 31,4 %, **soit 99,9 % de la production cumulée de la compagnie (200 Gm<sup>3</sup>)**. Cette année, le conseil d'administration de Novatek a approuvé l'acquisition d'une participation de 51 % dans Yamal LNG pour l'exploration et le développement du champ South-Tambeyskoye qui, au 1<sup>er</sup> janvier 2008, représentait 1256 Gm<sup>3</sup> de réserves de gaz naturel selon la classification russe des réserves (catégories C1+C2).

**production cumulée de 200 Gm<sup>3</sup> de gaz naturel à partir de ses principaux champs**, essentiellement grâce à la production de trois champs clés : **East-Tarkosalinskoye, Khancheystoye et Yurkharovskoye**, qui ont contribué respectivement pour 58,7 %, 9,8 % et 31,4 %, **soit 99,9 % de la production cumulée de la compagnie (200 Gm<sup>3</sup>)**. Cette année, le conseil d'administration de Novatek a approuvé l'acquisition d'une participation de 51 % dans Yamal LNG pour l'exploration et le développement du champ South-Tambeyskoye qui, au 1<sup>er</sup> janvier 2008, représentait 1256 Gm<sup>3</sup> de réserves de gaz naturel selon la classification russe des réserves (catégories C1+C2).



La demande mondiale  
de GNL devrait  
augmenter de 4 %/an  
jusqu'en 2030, selon  
ExxonMobil

**ExxonMobil a annoncé le 7 décembre la décision de développement d'un important projet de gaz naturel liquéfié (GNL) en Papouasie-Nouvelle-Guinée** pour lequel sa filiale Esso Highlands Limited sera opératrice avec une participation de 33,2 %. Le géant américain rappelle que les projets GNL auxquels il est associé au Qatar et en Indonésie représentent une capacité de production supérieure à 50 millions de tonnes de GNL par an et qu'il prévoit d'accroître encore cette capacité, notamment grâce au développement du GNL en Australie. **Cette position de leader dans cette industrie est parfaitement en ligne avec les anticipations du groupe quant aux excellentes perspectives à long terme du GNL dans le monde. La demande devrait en effet progresser d'environ 4 % par an d'ici à 2030**, soit un quasi-triplement sur cette période. A cet horizon, estime ExxonMobil, le GNL pourrait satisfaire 15 % de la demande mondiale de gaz.

Ces prévisions sont contenues dans l'*Outlook for Energy : A View to 2030* qu'ExxonMobil a rendu public le 8 décembre, juste au début du Sommet des Nations unies à Copenhague sur la lutte contre le changement climatique. **Pour le groupe américain, le gaz naturel aura le vent en poupe puisque sa demande devrait croître de 1,8 % par an sur la période allant de 2005 à 2030**. Le gaz cumule de nombreux **avantages**, rappelle ExxonMobil, qui cite notamment **son abondance, ses multiples usages, sa compétitivité économique, son efficacité énergétique dans la génération d'électricité et ses atouts environnementaux**, en particulier le fait que sa combustion se traduit par de moindres émissions de gaz carbonique que les autres combustibles fossiles. Pour le groupe américain, la croissance de la consommation gazière mondiale d'ici à 2030 sera plus forte que celle des principales énergies concurrentes.

**ExxonMobil estime que la demande mondiale d'énergie augmenterait de 35 % entre 2005 et 2030, passant ainsi de 230 millions de bep/jour à plus de 300 Mbep/j**, en raison de l'augmentation de la population mondiale et de la croissance économique. Cela dit, le groupe, dont les opinions pro-croissance sont très affirmées, infléchit peu à peu son message. Nous faisons face à **un énorme défi qui est de chercher à satisfaire les besoins croissants du monde en énergie tout en réduisant l'impact de l'utilisation de l'énergie sur l'environnement**, a ainsi expliqué Rex W. Tillerson, le PDG d'ExxonMobil. La compagnie

pense d'ailleurs que la demande énergétique des pays de l'OCDE devrait se stabiliser sur la période 2005 à 2030 malgré une croissance économique de l'ordre de 50 % pour ces pays dans le même temps. Par contre, la demande énergétique des pays non-OCDE progresserait de 65% dans cette période, ce qui tirerait à la hausse la consommation mondiale.

**Sur la période d'ici à 2030, les combustibles fossiles resteront largement maîtres du jeu** car aucune autre source d'énergie ne pourra concurrencer leur disponibilité, leur souplesse d'utilisation, leur compétitivité et l'ampleur de leur offre. **Cependant, ExxonMobil tient compte de la montée en puissance des énergies renouvelables** puisque son *Outlook for Energy* prévoit une croissance moyenne de près de 10 % par an pour l'éolien, le solaire et les biocarburants. **Leur part globale de la demande énergétique mondiale ne dépasserait pourtant pas 2,5 % à l'horizon 2030** du fait d'une base de départ très faible.

La forte croissance attendue de la demande gazière fait peser une lourde responsabilité sur les producteurs, mais **ExxonMobil reste optimiste en matière d'offre**, comme à son habitude. **Aux Etats-Unis, le groupe table beaucoup sur le gaz non conventionnel qui devrait satisfaire plus de 50 % de la demande gazière américaine d'ici à 2030. Au plan mondial, la compagnie mise principalement sur le GNL.** Lors de son intervention le 8 décembre à l'International Petroleum Technology Conference à Doha (Qatar), Tom Walters, président d'ExxonMobil Gas & Power Marketing Company, a souligné que **l'ampleur des besoins dans ce secteur poussait l'industrie à concevoir et à réaliser des projets d'une taille considérable, tels que les méga-trains de liquéfaction** que développent, au Qatar, Qatargas et RasGas. Cette tendance représente un sérieux défi car, qui dit taille croissante, dit complexité croissante, a expliqué Tom Walters. Mais, comme le montre la décision de développement du projet GNL en Papouasie-Nouvelle-Guinée, le groupe américain est bien décidé à relever ce défi.



L'excédent mondial de biodiesel devrait se maintenir malgré le doublement de la demande d'ici 2015

**La demande mondiale de biodiesel devrait doubler entre 2009 et 2015 tandis que la fourniture triplerait. L'Asie-Pacifique et l'Amérique latine devraient jouer un rôle majeur dans cette croissance**, car ces deux régions luttent pour renforcer leur sécurité énergétique et développer leurs économies rurales. C'est en substance le contenu de la déclaration de **Tammy Klein, directrice exécutive de Global Biofuels Service pour Hart Energy Consulting**, qui a livré son analyse des prévisions mondiales relatives aux agrocarburants lors du **Canadian Renewable Fuels Summit**, qui s'est tenu les 1<sup>er</sup> et 2 décembre derniers à Vancouver, Colombie britannique. « **Il existe actuellement une surcapacité massive dans l'industrie mondiale du biodiesel et les taux d'utilisation sont en général inférieurs à 50 %** », a-t-elle déclaré, soulignant que **l'Amérique du Nord est loin d'être la seule région anticipant un avenir prometteur dans la croissance du biodiesel, car l'Asie-Pacifique et l'Amérique latine présentent également un potentiel remarquable.**

Pour le moment, **trente pays ont fixé des objectifs d'agrocarburants pour 2010** et parmi ceux-ci, nombreux sont ceux qui encouragent ces produits afin de consolider leur sécurité énergétique. **La production mondiale de biodiesel B5 commence à augmenter** alors que **les prévisions européennes demeurent plutôt favorables au B7**. Le Brésil se tourne vers des mélanges plus élevés tandis que **l'Indonésie envisage le B10**. La capacité actuelle des agrocarburants dans le monde est d'ores et déjà suffisamment importante pour satisfaire la demande prévue de 10 milliards de gallons par an d'ici 2015, a affirmé Klein, ajoutant qu'**en 2009, les pays émergents représentaient 17 % de la demande en agrocarburants et environ 50 % de la fourniture mondiale. Ces chiffres devraient augmenter à 42,6 % de demande de biodiesel et 59,2 % d'approvisionnement mondial d'ici 2015**. Selon Klein, une large part de la production des pays émergents sera consacrée à l'usage domestique.

Tammy Klein a également analysé la situation du biodiesel dans le reste du monde. Elle affirme que l'Afrique ne devrait pas devenir un acteur majeur de ce secteur, même si le continent créera des emplois grâce au développement de ce marché. Cependant, l'Indonésie, la Malaisie, la Chine et les Philippines sont appelées à jouer un rôle plus important. Les Philippines représentent 74 % de la demande de biodiesel de la région Asie-Pacifique. L'intervenante a ajouté que le Brésil devrait produire suffisamment de biodiesel pour son usage national tout en augmentant ses taux de mélanges.

**Le marché du diesel va recevoir la majeure partie de son biodiesel de la part de l'Europe**, même si des préoccupations se font entendre au sujet de la **réalisation imminente de normes de développement durable** pour ses directives sur les énergies renouvelables (RED, Renewables Energy Directives). « Nous ignorons comment l'Europe se conformera aux exigences RED », a déclaré Klein. S'agissant des Etats-Unis, Klein s'attend à voir le pays poursuivre sa lutte contre les tarifs relativement élevés que l'Europe impose sur le biodiesel américain. **L'Europe, qui devrait demeurer le plus gros consommateur de biodiesel du monde, avec 44 % du total mondial**, pourrait finalement dépendre de l'Argentine et des producteurs de la région Asie-Pacifique pour ses approvisionnements jusqu'en 2015. L'Europe est suivie de près par l'Asie-Pacifique, qui représente 39 % de la consommation mondiale de biodiesel. Enfin, **Klein conclut son intervention en appelant les membres de la Canadian Renewable Fuels Association à contribuer plus activement** au développement des normes de développement durable. **Elle les appelle au dialogue avec les organisations non-gouvernementales, avec les gouvernements et les organisations** telles que le RSB (Roundtable for Sustainable Biofuels) : « Le RSB se plaint de la participation insuffisante de l'industrie et du manque d'implication des producteurs », a souligné l'oratrice.



Championne mondiale  
du nucléaire civil,  
la France envisage  
une restructuration  
de cette industrie

La France est fière de sa filière nucléaire, portée par deux acteurs de poids que sont EDF et Areva. Mais **le nucléaire français se porte-t-il aussi bien que cela ? Le nouveau CEO d'EDF, Henri Proglio, a donné un coup de pied dans la fourmière** quelques jours avant son arrivée à la tête du groupe, le 25 novembre dernier. **Selon lui, toute l'industrie de l'atome français doit être repensée.** La création en 2001 d'Areva, acteur intégré sur toute la chaîne nucléaire, a été une erreur et l'offre (d'un montant évalué à \$40 milliards) du consortium Areva/EDF/GDF Suez pour construire des réacteurs à Abou Dhabi serait mal organisée. Est-ce alors un hasard si **le président français, Nicolas Sarkozy, vient de requérir une étude sur l'organisation de la filière nucléaire civile, sur le rôle de l'Etat dans celle-ci et sur la stratégie en matière d'alliances et de partenariats à l'horizon 2030 ? Il a confié cette tâche à François Roussely, ancien CEO d'EDF (de 1998 à 2004) et réputé proche d'Henri Proglio.**

**Le nucléaire français cumule les problèmes.** Tout d'abord, **la technologie EPR**, fer de lance de la filière française, **multiplie les griefs.** Les **retards** se sont accumulés sur le site finlandais (Olkiluoto) et les **coûts** ont explosé. Le 2 novembre dernier, **les autorités de sûreté** britannique, française et finlandaise ont « soulevé des questions techniques concernant le système de contrôle commande » et « **ont demandé** aux exploitants et au fabricant **d'améliorer la conception initiale de l'EPR** ». L'excellence de la technologie EPR portée par la France se trouve donc mise à mal. Le 26 novembre, le Premier ministre français, François Fillon, déclarait lors d'une visite sur le site de l'EPR à Flamanville : « La réussite de l'EPR, ce sera une part déterminante de la réussite d'Henri Proglio à la tête d'EDF. » **Après Flamanville, un second réacteur EPR serait mis en chantier en 2012, à Penly, en Seine-Maritime. Il entrerait en service en 2017.**

**Autre problème auquel se heurte le nucléaire français : la disponibilité des centrales.** « **Le coefficient de disponibilité des centrales diminue depuis trois ans. Aujourd'hui, il est en-deça de 80 %.** Ce n'est pas assez. **Il faudrait** repasser rapidement la barre

des 80 % et **se fixer comme objectif les 85 % en 2012** », a dit François Fillon. Début novembre, près d'un réacteur sur trois ne produisait pas d'électricité. **Au mois d'octobre, la France a importé 458 GWh d'électricité, ce qui constitue une « situation inédite depuis l'hiver 1982-83** », a souligné le Réseau français de transport d'électricité (RTE). **Pourquoi ?** Tout d'abord, des **grèves** particulièrement suivies au printemps dernier auraient perturbé le calendrier de maintenance des centrales. Ensuite, les réacteurs nucléaires produisent de l'électricité en masse, mais fonctionnent avec une certaine **inertie**. Ils sont ainsi performants pour produire de l'électricité en base. **Mais** avec son choix du presque tout nucléaire (78 % de son électricité produite), **la France utilise aussi l'atome pour produire de la semi-base**, ce qui ne permet pas une utilisation optimale des installations. **RTE souligne que « la disponibilité prévisionnelle du parc de production français pour cet hiver est en très net retrait** par rapport à l'hiver dernier sur les mois de novembre à janvier ». **Ainsi, des importations s'avèreraient nécessaires, de l'ordre de 4000 MW sur cette période, voire de 9000 MW en cas « de froid intense et durable** ».

**Dans la demande diligentée par Nicolas Sarkozy, François Roussely** aura pour mission de « mener une étude approfondie » sur la filière du nucléaire civil et « les orientations à en tirer » pour « l'évolution du nucléaire civil à l'horizon 2030 ». Il **devra se pencher notamment sur la sécurité des approvisionnements en uranium, la compétitivité du nucléaire, les questions environnementales et de sûreté, l'acceptation par le public, les conséquences des politiques française et internationale de non-prolifération nucléaire, l'organisation industrielle et la place de l'Etat.**

Le secteur public français, actionnaire à 84 % dans EDF et à 87 % dans Areva, domine la filière nucléaire. **La structure d'Areva, critiquée par Proglio, n'est** apparemment **pas remise en cause** aujourd'hui par l'Etat. « **Le modèle intégré sur lequel le groupe a été bâti en fait un acteur unique du secteur nucléaire mondial. Le gouvernement souhaite renforcer encore cette spécialisation d'Areva** », a déclaré le Premier ministre français. Toutefois, des **pourparlers** seraient en cours quant à l'**ouverture du capital d'Areva à des investisseurs étrangers**, notamment en Asie et au Moyen-Orient. **Selon François Fillon, la force de la filière nucléaire française repose sur la pluralité des acteurs et l'adaptation de « la géométrie de l'équipe de France** » aux demandes de l'étranger en proposant des offres combinées ou pas. Et Paris souhaite garder la main : « **C'est à l'Etat, qui est à la tête de la filière, qu'il incombe d'assurer la cohérence d'ensemble de cette stratégie.** »



Le Forum du gaz doit chercher à “rétablir le lien” entre prix du gaz et prix du pétrole, estime le Qatar

(suite de la page 1)

**Le changement survenu en quelques mois est considérable. Il résulte de la détérioration du marché gazier international.** Le surplus de l'offre s'y développe, au lieu de régresser, et les perspectives d'un retour à l'équilibre s'éloignent. **Le Qatar, 1<sup>er</sup> exportateur mondial de GNL (et le seul capable d'influer sur l'offre dans tous les marchés : Europe, Etats-Unis, Asie-Pacifique) et pays hôte du FPEG, a donc tiré les conclusions de cette évolution. Il est maintenant convaincu que le Forum doit agir pour parvenir à des « prix équitables du gaz** ». Comment ? On ne le sait pas encore, mais Attiyeh, comme le ministre russe de l'Energie, Sergueï Shmatko, ont parlé d'un « **mécanisme** » **qui sera discuté par le FPEG.** Déjà, le ministre algérien de l'Energie avait demandé que le Forum agisse à l'exemple de ce que fait l'OPEP en matière d'offre de pétrole, pour réguler le marché du gaz. Nul doute que son pays, qui va accueillir la prochaine conférence du Forum, le 19 avril 2010 à Oran, fera des propositions en ce sens. En attendant, **l'émir du Qatar a fixé les objectifs que ce « mécanisme » doit poursuivre : « rétablir le lien entre prix du pétrole et prix du gaz et atteindre la parité entre eux** ». **Objectif ambitieux**, quand on sait que, sur certains marchés, le prix du gaz est trois fois moins élevé que celui du pétrole et que, historiquement, la parité a rarement pu être atteinte même lorsque le marché du gaz était équilibré.

# INFOS-SEMAINE

## GNL

### Papouasie-Nouvelle-Guinée : feu vert pour le projet PNG LNG d'ExxonMobil

Le 8 décembre, ExxonMobil et ses partenaires ont donné leur accord définitif au développement du projet PNG (Papouasie-Nouvelle-Guinée) LNG, d'un montant de \$15 milliards, en attendant la conclusion de deux accords d'achat-vente de GNL et la finalisation d'accords de financement, qui devraient être signés d'ici début 2010. « Nous sommes heureux d'aboutir à la sécurisation de l'accord avec les partenaires, qui représente une étape importante dans la progression de notre projet. Il débutera de façon significative en 2010 », a déclaré Peter Graham, le directeur d'Esso Highlands (filiale de ExxonMobil), qui est l'opérateur du projet, avec 33,2 %. Le gouvernement de Papouasie-Nouvelle-Guinée et les propriétaires terriens ont rejoint le développement en tant qu'actionnaires. Les partenaires d'ExxonMobil sont donc aujourd'hui : Oil Search (29 %), la société gouvernementale Independent Public Business Corporation

(16,6 %), Santos (13,5 %), Nippon Oil Exploration (4,7 %), Mineral Resources Development Company (2,8 %) et Petromin Holdings (2,2 %). ExxonMobil a déclaré qu'il annoncerait la conclusion de contrats d'ingénierie, d'équipement et de construction dans un futur proche. La compagnie Oil Search a déclaré : « Le développement de ce projet représente une opportunité de changement fondamental des perspectives de l'économie de PNG et son peuple ». Le projet devrait produire 6,6 Mt/an de GNL. Les premières livraisons sont prévues pour fin 2013 ou début 2014. Il sera alimenté par du gaz en provenance des champs de Hides, Angore, Juha, Kutubu, Agogo, Moran et Gobe, dans les provinces des Hautes-Terres du sud et de l'ouest. Le gaz sera acheminé par gazoduc jusqu'aux installations de liquéfaction sur le golfe de Papouasie, à quelque vingt kilomètres au nord-ouest de Port Moresby. Les deux contrats de vente restant à finaliser devraient fournir 1,5 Mt/an de GNL au Japonais Osaka Gas et 1,3 Mt/an au Taïwanais CPC. La demande mondiale de GNL devrait croître d'environ 4 % par an jusqu'en 2030, date à laquelle le GNL devrait satisfaire environ 15 % de la demande mondiale de gaz naturel.

### Australie : Chevron signe avec Tepco un contrat d'achat de GNL de \$90 milliards

En Australie, Tokyo Electric Power (Tepco) a signé une lettre d'intention pour acheter pendant 20 ans 4,1 Mt/an de GNL issu du projet de Wheatstone, emmené par Chevron. Le montant de cette transaction est de \$90 milliards. Elle représente la réservation de presque la moitié de la capacité du projet (8,6 Mt/an). Selon le directeur de la branche Australie chez Chevron, Roy Krzywosinski, il s'agit du contrat d'achat GNL le plus important jamais signé en Australie. En outre, Tepco acquiert 15 % de parts dans les gisements gaziers du projet et 11,25 % dans l'usine de traitement, qui sera située à Onslow, à 1400 km au nord de Perth. Chevron prévoit une décision finale d'investissement en 2011 pour une mise en service en 2016. L'accord signé par Chevron avec Tepco suit celui signé avec Korea Gas en octobre, relatif à un contrat d'achat de 1,5 Mt/an de GNL issu du projet de Gorgon. En août dernier, PetroChina avait contracté l'achat de 2,25 Mt/an de GNL de Gorgon.

### GDF Suez a reçu son premier méthanier regazéificateur, pour Neptune LNG

GDF Suez a accusé réception de son premier navire méthanier regazéificateur, capable de regazéifier du

## FRET

Voyage	Semaine finissant le:				Var.
	11/12		4/12		
	Taux WS	\$/mt	Taux WS	\$/mt	
<b>250 000 tpi</b>					
Golfe-Ouest*	35,66	14,96	33,50	14,05	+0,90
Golfe-ARA*	36,33	14,56	33,33	13,35	+1,20
Golfe-Singapour	56,69	7,29	49,73	6,40	+0,89
Golfe-Japon	57,50	13,39	51,06	11,89	+1,50
Golfe-Mer Rouge	44,50	4,63	42,00	4,37	+0,26
Golfe-Afrique S.	39,50	5,80	37,00	5,44	+0,37
<b>80 000 tpi</b>					
Med Est-ARA	119,04	16,25	122,10	16,67	-0,42
Med Est-Ouest	100,00	24,09	110,00	26,50	-2,41
Med Ouest-ARA	108,00	10,90	111,00	11,20	-0,30
Med Ouest-Ouest	100,00	20,47	110,00	22,52	-2,05
Med-Med	117,03	7,96	111,18	7,56	+0,40
Caraibes-USA#	91,25	7,68	80,00	6,74	+0,95
<b>130 000 tpi</b>					
Afrique O.-ARA	77,00	14,39	85,00	15,89	-1,50
Afrique O.-Med	77,00	13,51	84,50	14,83	-1,32
Afrique O.-Ouest	76,09	17,11	80,14	18,02	-0,91
* Cap-Cap #70000 tpi					
N.B. Coûts d'affrètement de tankers de pétrole brut calculés par PETROSTRATEGIES; moyennes hebdomadaires					



**reconnu son ministre du Pétrole**, Odein Ajumogobia, le 6 décembre dernier. **Le seul moyen de l'interrompre serait en effet de réduire de moitié environ la production pétrolière** actuelle (qui passerait de 2,4 Mb/j à 1,2 Mb/j), ce qui entraînerait une chute de moitié des revenus de l'Etat ! La production et l'exportation pétrolières représentent 80 % des revenus de l'Etat. **La date limite imposée aux compagnies pétrolières pour la cessation du torchage a été repoussée au 31 décembre 2010, mais ce nouveau délai semble ne pas devoir être respecté**, a ajouté Ajumogobia. En outre, **l'existence d'une interdiction légale du torchage empêcherait le Nigeria de prétendre aux aides prévues dans le cadre du marché des crédits d'émission de CO<sub>2</sub>**. Dans ce pays, **le torchage oscille entre 14,9 et 17,9 Gm<sup>3</sup>** selon les chiffres de Global Gas Flaring Reduction et Cedigaz (PETROSTRATEGIES du 7 décembre 2009), **bien supérieurs à ceux avancés par le ministère nigérian du Pétrole (1,5 Gm<sup>3</sup>)**.

## PRODUCTEURS

***Irak : Baghdad reproche aux IOCs d'avoir des objectifs irréalistes dans leurs offres E&P***

**C'est le bras de fer entre Baghdad et les entreprises pétrolières internationales, semble-t-il.** Bien que déçues par les conditions peu avantageuses des appels d'offres E&P, **ces dernières** ont quand même mis de l'eau dans leur vin pour faire affaire avec le gouvernement irakien (PETROSTRATEGIES du 7 décembre 2009). Toutefois, elles **se voient encore reprocher de ne pas proposer des objectifs « réalistes »** dans le cadre des projets de développement qu'elles ont soumis à Baghdad. **C'est ce qu'a déclaré le 7 décembre l'ancien ministre du Pétrole, Thamer Ghadban, pressenti comme le président de la future Iraq National Oil Company** et actuellement conseiller auprès du Premier ministre irakien, Nouri al-Maliki. **Les entreprises ont gonflé les objectifs de production pour remporter les contrats, a-t-il expliqué, tout en soulignant que les appels d'offres lancés par Baghdad avaient fait la part trop belle au taux de production au détriment de la rente.** Lancé cette année, le premier appel d'offres portait sur le développement additionnel de six champs déjà en production, dans le cadre de contrats de services à long terme. Un second appel d'offres, prévu ce mois-ci, devrait tenir compte de l'expérience de l'appel d'offres antérieur en rééquilibrant les critères d'attribution. Selon Thamer Ghadban, un **objectif de production réaliste est de 6 Mb/j d'ici six ou sept ans.** Pour l'heure, le cabinet irakien a ratifié un seul contrat, octroyé à BP et CNPC, prévoyant de porter la production de Rumaïlah de

1 Mb/j environ à plus de 2,8 Mb/j en sept ans. **De 2,8 Mb/j avant la guerre de 2003, la production pétrolière irakienne a chuté à 900 000 b/j à l'issue du conflit. Elle aurait atteint une moyenne de 2,5 Mb/j en 2009**, selon les chiffres officiels, mais les augmentations des 2 dernières années doivent moins à de nouvelles capacités qu'à la relance de champs anciens. En 2008, Baghdad avait prévu d'accroître les réserves du pays de 40 Gb de brut et 70 TCF de gaz au cours des dix années suivantes grâce à un ambitieux programme d'exploration. A ce jour, aucun appel d'offres d'exploration n'a été lancé.

***Irak : Akkas et Mansuriya produiraient 7,2 Gm<sup>3</sup>/an de gaz d'ici deux à trois ans***

**L'Irak a débuté le développement** du champ gazier d'Akkas, à la frontière avec la Syrie, **et espère en porter la production à 100 Mpcj d'ici deux à trois ans (environ 1 Gm<sup>3</sup>/an).** L'Irak a décidé de poursuivre seul le développement d'Akkas et de Mansuriya, après l'échec de leur attribution dans le cadre de l'appel d'offres lancé en juin dernier. Actuellement aucun de ces deux champs n'est en service, mais l'**objectif est de porter leur production cumulée à 700 Mpcj (7,2 Gm<sup>3</sup>/an).** Ce gaz sera destiné à la production électrique domestique, le surplus éventuel pouvant être exporté vers la Syrie voisine.

***Arabie Séoudite : le projet de brut lourd Manifa entrera en production en 2013***

Le projet de brut lourd offshore **Manifa entrera en production en 2013**, a annoncé le CEO de l'Aramco séoudienne, Khalid al-Falih, le 7 décembre dernier, lors d'une conférence à Bangalore, en Inde. **L'objectif de production est de 900 000 b/j** et la **pleine capacité serait atteinte en 2015.** Ce projet s'inscrit dans le cadre des efforts déployés par Riyad pour accroître ses capacités de production, comme l'exploration dans les eaux profondes de la mer Rouge au cours des années à venir, y compris dans l'ante-salifère. **Lorsque la décision d'investir dans Manifa a été prise, le prix du brut avoisinait \$70/b** et les projections de demande étaient élevées. Une fois les contrats attribués, les prix du brut ont chuté à \$35/b, fin 2008. **Des modifications ont donc été apportées à la conception du projet** et son achèvement a été repoussé de deux ans, a expliqué al-Falih. **Avec une capacité de production de 1,2 Mb/j**, le projet **Khurais**, récemment mis en production, **a été mené à bien en six ans, contre neuf prévus pour Manifa**, un projet techniquement très complexe.

## Le gaz dans le monde en 2008

(source : Cedigaz)

Production mondiale commercialisée de gaz (Gm <sup>3</sup> )			
	2007 (révisé)	2008 (estimé)	% de var.
<b>Amérique du Nord</b>	765,9	799,7	+4,4
Canada	179,4	171,2	-4,6
Mexique	46,3	46,6	+0,6
Etats-Unis	540,2	581,9	+7,7
<b>Amérique latine</b>	147,0	149,0	+1,4
Argentine	44,8	44,1	-1,6
<b>Europe</b>	290,8	306,9	+5,5
Pays-Bas	68,3	80,0	+17,1
Norvège	89,7	99,2	+10,6
Royaume-Uni	72,3	69,9	-3,3
Allemagne	17,1	15,6	-8,8
<b>CEI</b>	795,6	814,7	+2,4
Russie	611,5	621,3	+1,6
Turkménistan	64,6	66,1	+2,3
Ouzbékistan	61,2	63,4	+3,6
<b>Afrique</b>	193,5	201,6	+4,2
Algérie	84,8	86,5	+2,0
Egypte	46,5	48,3	+3,9
Nigeria	32,5	31,7	-2,5
<b>Moyen-Orient</b>	356,6	382,6	+7,3
Iran	111,9	116,3	+3,9
Qatar	63,2	77,0	+21,8
Abou Dhabi	40,7	40,8	+0,2
Arabie Séoudite	74,4	80,4	+8,1
<b>Asie/Océanie</b>	390,8	411,1	+5,2
Australie	43,7	47,5	+8,7
Indonésie	68,6	70,0	+2,0
Malaisie	55,6	57,3	+3,1
Chine	67,9	76,1	+12,1
<b>Total mondial</b>	<b>2940,04</b>	<b>3065,46</b>	<b>+4,3</b>

Commerce de gaz par pays importateur (Gm <sup>3</sup> )			
	2007 (révisé)	2008 (estimé)	% de var.
<b>Amérique du Nord</b>	155,9	145,4	-6,7
Etats-Unis	130,7	114,4	-12,5
<b>Amérique latine</b>	14,3	14,6	+2,1
<b>Europe</b>	425,9	450,3	+5,7
France	46,9	49,4	+5,3
Allemagne	82,9	87,1	+5,1
Italie	73,9	76,9	+4,1
Royaume-Uni	30,0	36,5	+21,7
<b>CEI</b>	140,0	147,4	+5,3
Russie	51,5	56,2	+9,1
Ukraine	54,0	56,2	+4,1
<b>Afrique</b>	4,2	5,0	+19,0
<b>Moyen-Orient</b>	25,8	35,1	+36,0
EAU	11,2	14,2	+26,8
<b>Asie/Océanie</b>	165,2	172,8	+4,6
Japon	88,8	92,1	+3,7
Corée du Sud	34,4	36,5	+6,1
<b>Total mondial</b>	<b>931,2</b>	<b>970,5</b>	<b>+4,2</b>

Consommation mondiale de gaz* (Gm <sup>3</sup> )			
	2007 (révisé)	2008 (estimé)	% de var.
<b>Amérique du Nord</b>	<b>790,38</b>	<b>813,55</b>	+2,9
Canada	85,25	83,89	-1,6
Mexique	55,57	59,28	+6,7
Etats-Unis	648,34	669,10	+3,2
<b>Amérique latine</b>	<b>128,25</b>	<b>132,03</b>	+2,9
Argentine	43,92	44,47	+1,2
<b>Europe</b>	<b>547,95</b>	<b>572,40</b>	+4,5
France	46,90	49,27	+5,0
Allemagne	86,15	88,06	+2,2
Italie	83,52	85,81	+2,7
Pays-Bas	36,27	42,93	+18,4
Espagne	35,20	39,55	+12,3
Royaume-Uni	91,86	95,94	+4,4
<b>CEI</b>	<b>632,14</b>	<b>648,75</b>	+2,6
Russie	431,15	438,42	+1,7
Ukraine	70,92	75,00	+5,7
<b>Afrique</b>	<b>87,17</b>	<b>90,90</b>	+4,3
Egypte	30,63	31,38	+2,4
<b>Moyen-Orient</b>	<b>302,26</b>	<b>328,46</b>	+8,7
Iran	113,04	117,40	+3,8
Arabie Séoudite	74,42	80,44	+8,1
<b>Asie/Océanie</b>	<b>451,89</b>	<b>481,37</b>	+6,5
Japon	92,73	96,01	+3,5
Chine	71,77	80,54	+12,2
Inde	41,36	42,99	+3,9
Corée du Sud	34,59	36,75	+6,2
<b>Total</b>	<b>2940,04</b>	<b>3065,46</b>	<b>+4,3</b>

\* Consommation apparente = production commercialisée + imports - exports.

Commerce de gaz par pays exportateur (Gm <sup>3</sup> )			
	2007 (révisé)	2008 (estimé)	% de var.
<b>Amérique du Nord</b>	131,4	131,6	+0,1
Canada	107,3	103,2	-3,8
Etats-Unis	22,5	27,1	+20,4
<b>Amérique latine</b>	33,0	31,5	-4,5
Trinidad & Tobago	18,8	17,4	-7,4
<b>Europe</b>	168,7	184,8	+9,5
Pays-Bas	50,4	55,0	+9,1
Norvège	85,3	95,2	+11,6
Royaume-Uni	10,4	10,5	+1,0
Allemagne	13,9	14,6	+5,0
<b>CEI</b>	303,4	315,3	+3,9
Russie	231,9	239,1	+3,1
Turkménistan	52,4	55,6	+6,1
<b>Afrique</b>	110,4	115,6	+4,7
Algérie	58,4	59,4	+1,7
Egypte	15,9	16,9	+6,3
Nigeria	21,9	20,5	-6,4
<b>Moyen-Orient</b>	80,1	89,2	+11,4
Qatar	43,5	56,8	+30,6
<b>Asie/Océanie</b>	104,0	102,5	-1,4
Australie	20,1	20,2	+0,5
Indonésie	33,9	33,5	-1,2
Malaisie	31,3	31,0	-1,0
<b>Total mondial</b>	<b>931,2</b>	<b>970,5</b>	<b>+4,2</b>

# BREVES

## ■ La Russie exporterait plus de pétrole synthétique

Selon Gazprom Vniigaz, la Russie produirait 8 Mt/an de naphta synthétique et 10 Mt/an de diesel synthétique en 2017, principalement destinés au marché européen. En outre, ce pays exporterait 10 Mt/an de pétrole synthétique à l'horizon 2030.

## ■ Brésil : nouveau gazoduc entre Urucu et Manaus

Le Brésil a inauguré un gazoduc de 1,5 Gm<sup>3</sup>/an entre le champ d'Urucu (réserves : 52,8 Gm<sup>3</sup>) et Manaus, afin d'alimenter sept centrales électriques qui fonctionnent actuellement au fuel-oil. La capacité de ces installations, longues de 661 km, sera portée à 2 Gm<sup>3</sup>/an en septembre 2010.

## ■ PNG : Sinopec contracte 2 Mt/an de GNL à ExxonMobil

En Papouasie-Nouvelle-Guinée, Sinopec a signé un contrat d'achat de 2 Mt/an GNL sur vingt ans auprès des partenaires du projet GNL emmené par ExxonMobil. Cette transaction représente environ 30 % de la capacité du futur terminal d'exportation GNL papou, qui serait mis en service en 2014.

## ■ Russie : pression politique sur la Biélorussie

La Russie continuerait à accorder en 2010 des prix gaziers préférentiels à la Biélorussie à condition de parvenir à un accord sur l'établissement d'un Etat d'Union entre les deux pays. Actuellement, la Biélorussie achète son gaz russe à \$122/1000 m<sup>3</sup>, soit environ 30 % de moins que les prix du marché.

## ■ L'Algérie et l'Egypte créent une co-entreprise d'E&P

Le ministre algérien du Pétrole, Chakib Khelil, a annoncé que son pays et l'Egypte vont lancer une co-entreprise dans l'exploration-production. Les capitaux de cette nouvelle société, nommée Selene Petroleum, seront répartis à parts égales entre Alger et Le Caire.

## □ Spot □

- L'Angola détiendrait 13,1 Gb de réserves de brut et une capacité de production de 2,1 Mb/j, selon son ministre du Pétrole, Botelho de Vasconcelos
- Le Français EDF et l'électricien russe Inter Rao ont convenu de créer une JV 50/50 pour développer des projets d'efficacité énergétique en Russie
- Gazprom Neft a acquis une filiale russe de Malka Oil pour \$118 millions
- Le Bangladesh souhaite construire un terminal d'importation GNL de 3,5 Mt/an
- En Libye, Hess a trouvé du gaz sur le puits offshore A1-54/01 et a obtenu aux tests 27 Mpc/j de gaz et 533 b/j de condensats sous une duse de 52/64 pouces
- En mer du Nord norvégienne, Lundin Petroleum a fait une découverte de gaz dans le prospect de Kneler Sud (puits 25/4-10A), à 6 km au sud d'Alvheim
- En Russie, le ministre de l'Energie, Sergueï Shmatko, souhaite que la totalité du brut produit en Sibérie orientale soit exportée
- ConocoPhillips va conserver ses 20 % d'actifs dans Lukoil
- Aux Etats-Unis, les émissions de gaz à effet de serre ont atteint 7053 MtCO<sub>2</sub>eq en 2008, soit 2,2 % de moins qu'en 2007
- Les autorités américaines (MMS) ont donné leur feu vert à Shell pour forer trois puits d'exploration dans la mer de Chukchi, en Alaska
- Selon son ministre du Pétrole, Abdallah al-Attiyah, le Qatar pourrait produire 12 Mt/an supplémentaire de GNL grâce à la modernisation des trains de liquéfaction existants.

Cours des Monnaies *		
Pays	Monnaie	1\$US=
Afr. du Sud	Rand	7,5862
Algérie	Dinar	72,0208
Angola	Kwanza	87,9525
A. Séoudite	Rial	3,7506
Argentine	Peso	3,8020
Australie	Dollar	1,1013
Azerbaïdjan	Mannat	0,8035
Bahreïn	Dinar	0,3770
Bolivie	Boliviano	7,0200
Brésil	Real	1,7605
Brunei	Dollar	1,3895
Bulgarie	Lev	1,3263
Canada	Dollar	1,0548
Chine	Renminbi	6,8276
Colombie	Peso	2013,1800
Corée Sud	Won	1161,5000
Danemark	Couronne	5,0467
E.A.U.	Dirham	3,6730
Egypte	Livre	5,4800
Equateur	Sucre	25000,0000
Hongrie	Forint	186,2770
Inde	Roupie	46,5350
Indonésie	Roupie	9433,00
Irak	Dinar	1150,0500
Iran	Rial	9900,0000
Japon	Yen	87,9350
Kazakhstan	Tengue	148,9800
Koweït	Dinar	0,2853
Libye	Dinar	1,2099
Malaisie	Ringgit	3,3985
Mexique	Peso	12,9634
Nigeria	Naira	149,4500
Norvège	Couronne	5,7596
Oman	Rial	0,3851
Pakistan	Roupie	84,2200
Philippines	Peso	46,3750
Pologne	Zloty	2,8121
Qatar	Rial	3,6418
R. Tchèque	Couronne	17,5003
R.-U.	Livre	0,6166
Roumanie	Leu	2,8808
Russie	Rouble C	30,4035
Singapour	Dollar	1,3895
Suède	Couronne	7,1029
Suisse	Franc	1,0249
Syrie	Livre	45,3000
Taiwan	Dollar	32,2965
Trinidad/Tob	Dollar	6,3634
Tunisie	Dinar	1,2971
Turquie	Lira	n.a.
Venezuela	Bolivar	2,1473
Yémen	Rial	206,4850
U.E.-11	Euro	0,6782
Zone F.CFA	Franc CFA	444,8520

\* Au 9 décembre 2009

ISSN 0298-6019