

Réserves de gaz, découvertes, production

Les nouvelles découvertes 2000-2004 ont permis le remplacement des réserves produites à hauteur de 71 % ; elles sont particulièrement concentrées dans la zone Asie/Océanie.

Le Moyen-Orient et l'offshore représentent une part croissante dans la production mondiale de gaz.

Les ressources de gaz non-conventionnels sont importantes mais restent peu exploitées sauf aux USA où elles fournissent 30 % de la production de gaz du pays.

Réserves et découvertes

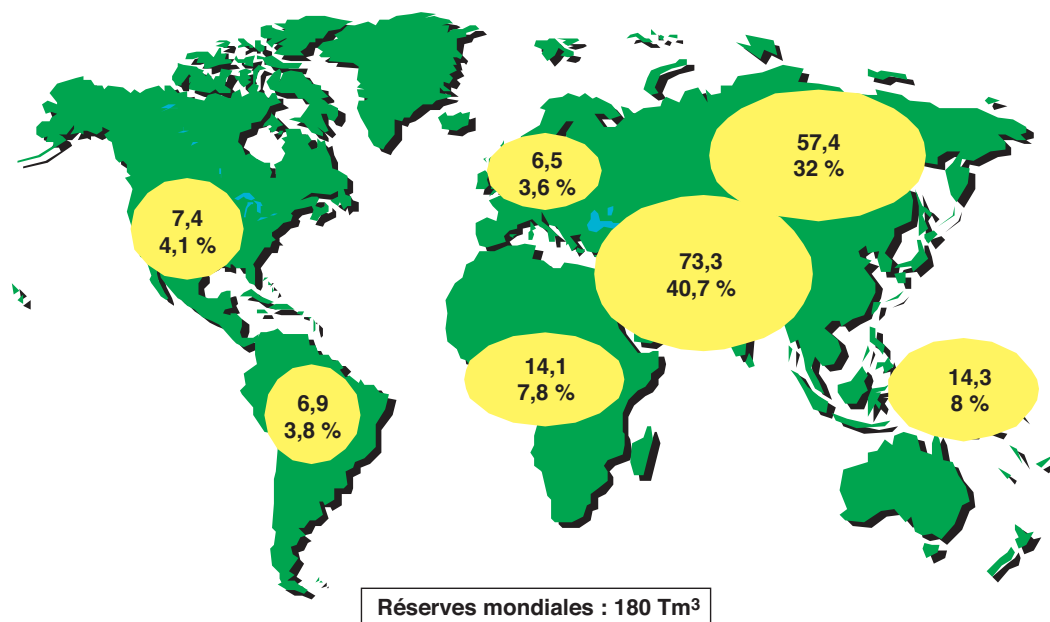
Au 1^{er} janvier 2005, les réserves mondiales de gaz s'élevaient à 180 Tm³ (10¹² m³), soit 162 Gtep environ. Elles sont en augmentation continue depuis 1975, date à laquelle elles s'élevaient à 60 Tm³. Les réserves actuelles ont une durée de vie de 59 ans. Elles restent très concentrées puisque trois pays en possèdent plus de la moitié : en effet la Russie, l'Iran et le Qatar détiennent respectivement 26, 15 et 14 % du total (fig. 1).

Hausse des réserves

Depuis 2000, les réserves mondiales de gaz ont augmenté de 15 %. 38 % de cette hausse résulte des découvertes de

nouveaux champs et 62 % des réévaluations de champs existants. C'est au Moyen-Orient que la progression a été la plus forte, 33 %, due essentiellement à la réévaluation des réserves au Qatar, suite à des campagnes de forages. Les réserves de la zone Asie/Océanie ont progressé de 25 % sur la même période, en majorité grâce aux nouvelles découvertes (fig. 2) : c'est en effet dans cette zone qu'ont été mis à jour la majorité des champs de grande taille découverts récemment. Enfin l'Afrique enregistre une hausse de ses réserves gazières de 25 % entre 2000 et 2005, sous l'impulsion des découvertes réalisées au Nigeria, en Égypte et en Angola. À l'inverse, les réserves de gaz en Europe ont diminué de 20 % depuis 2000.

Fig. 1 Répartition des réserves prouvées de gaz naturel – 1.1.2005 (Tm³/% du total mondial)



Source : CEDIGAZ.

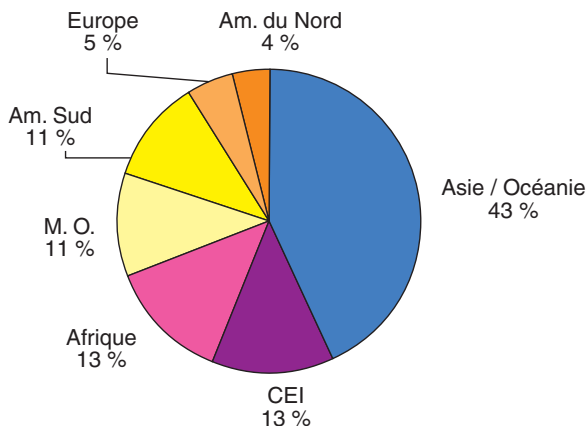
Réserves de gaz, découvertes, production

Renouvellement des réserves

Entre 2000 et 2004, 12 700 Gm³ de gaz ont été produits. Sur la même période, les découvertes de nouveaux gisements ont représenté 9 100 Gm³, permettant le remplacement de 71 % du volume consommé dans le monde sur cette période. Le reste de la production a été remplacé par des réévaluations de réserves de champs existants.

On note d'importantes disparités régionales quant au renouvellement de la production par de nouvelles découvertes. Certaines zones ont un bilan très largement excédentaire, telles que l'Asie/Océanie, l'Amérique du Sud et l'Afrique qui ont renouvelé les volumes produits grâce à de nouvelles découvertes, à hauteur de 260, 187 et 180 % respectivement.

Fig. 2 Répartition géographique des volumes de gaz découverts entre 2000 et 2004



D'autres zones sont déficitaires sur la période : c'est le cas de l'Amérique du Nord, l'Europe et la CEI qui affichent des taux de remplacement de leur production par de nouvelles découvertes de, respectivement, 8, 31 et 34 %. Le Moyen-Orient est proche de la moyenne mondiale, à 85 %.

Les réévaluations ont représenté presque deux fois les volumes produits au niveau mondial. C'est au Moyen-Orient, en Amérique du Nord et en CEI qu'elles ont été les plus importantes.

L'offshore

Les réserves en mer s'élèvent actuellement à 70 Tm³, soit 39 % des réserves prouvées mondiales. L'évolution dans le temps de cette part est croissante, en effet, elle était de 26 % en 1995, année où les réserves offshore s'élevaient à 39 Tm³. Les réserves de gaz offshore sont localisées pour près des 2/3 au Moyen-Orient. Dans cette région, plus de la moitié des réserves en mer sont situées dans les gisements géants de North Field (Qatar) et South Pars (Iran). La deuxième zone, en ce qui concerne les réserves de gaz offshore, est l'Asie/Océanie qui en possède 16 %. C'est dans cette région que sont localisées 43 % des réserves de gaz offshore découvertes ces cinq dernières années. La CEI et plus particulièrement la zone de la mer Caspienne ainsi que l'Afrique représentent chacune 13 % des découvertes de gaz offshore faites entre 2000 et 2004.

Par ailleurs les découvertes de gaz offshore gagnent en importance. Neuf des quinze plus gros champs découverts entre 2000 et 2004 l'ont été en mer et ils représentent 64 % des réserves mises à jour sur la période.

Tableau 1 Liste des plus gros champs de gaz découverts depuis 2000 (réserves supérieures à 100 Gm³)

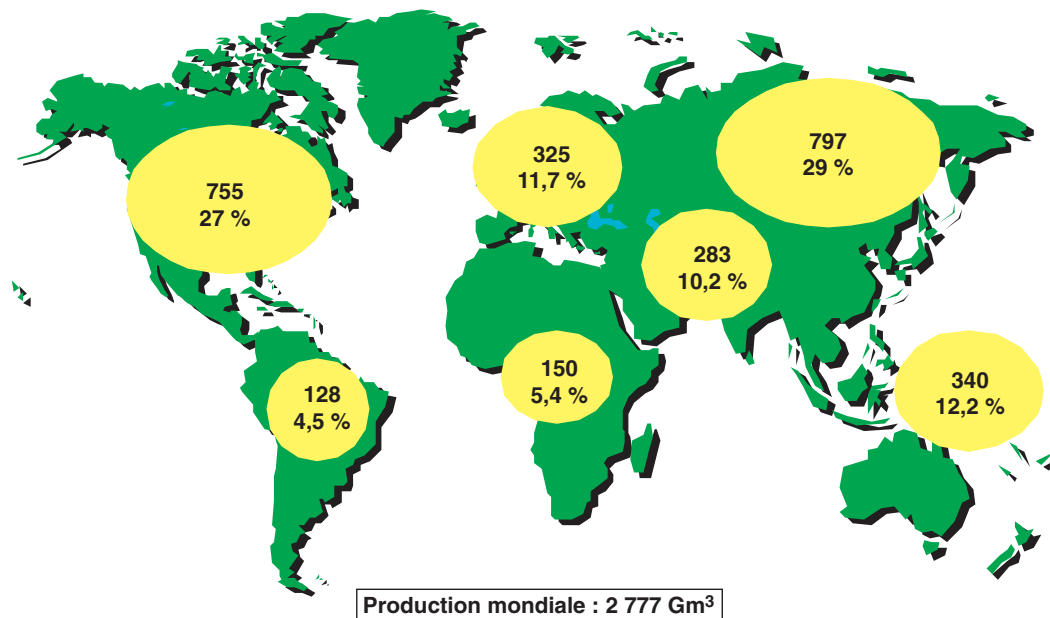
Pays	Champs	Réserves (Gm ³)	Localisation	Année découverte
Australie	Jansz	550	Offshore Prfd*	2000
Australie	Brecknock South	110	Offshore Prfd	2000
Chine	Sulige	450	Onshore	2000
Indonésie	Abadi	130	Offshore Prfd	2000
Myanmar	Shwe	120	Offshore	2004
Kazakhstan	Kashagan	560	Offshore	2000
Russie	Kamennomyskoye	180	Offshore	2000
Russie	Khvalynskoye	120	Offshore	2000
Iran	Lavan	180	Onshore	2003
Iran	Homa	130	Onshore	2000
Iran	Day	100	Onshore	2001
Oman	Khazzan	120	Onshore	2001
Bolivie	Incahuasi	200	Onshore	2004
Brésil	Mexilhao	210	Offshore Prfd	2001
Brésil	1-RJS-587	120	Offshore Prfd	2003

* Offshore profond, c'est-à-dire plus de 500 m de profondeur d'eau.

Sources : diverses.

Réserves de gaz, découvertes, production

Fig. 3 Répartition de la production commercialisée de gaz naturel en 2004 (Gm³)



Source : CEDIGAZ.

Production

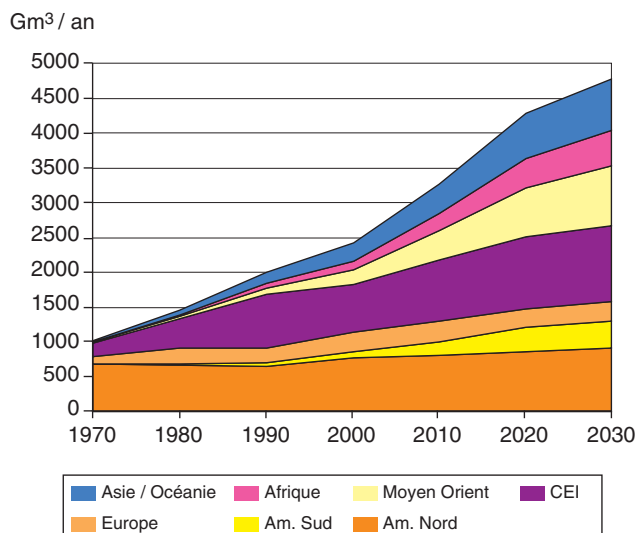
La production mondiale commercialisée de gaz en 2004 s'élève à 2,777 Tm³ (voir fig. 3). La Russie et les États-Unis sont de loin les plus gros producteurs puisqu'ils représentent ensemble 42 % de la production mondiale. Le Canada est le troisième producteur avec 6 % des volumes mis sur le marché. Viennent ensuite une dizaine de pays qui produisent entre 50 et 100 Gm³/an : Royaume-Uni, Iran, Norvège, Algérie, Pays-Bas, Indonésie, Arabie Saoudite, Malaisie, Turkménistan et Ouzbékistan. La répartition géographique de la production de gaz diffère donc de celle du pétrole avec une importance du Moyen-Orient de l'ordre de 10 % alors que cette zone représente 1/3 de la production de pétrole.

D'après l'Agence internationale de l'énergie (AIE), la demande mondiale de gaz est amenée à augmenter de 2,1 %/an d'ici à 2030 (dans le même temps, la demande de pétrole devrait progresser de 1,3 %/an), ce qui la porterait à 4 790 Gm³ à cette date. C'est le secteur de l'électricité qui tire la demande : le gaz est préféré à d'autres énergies pour des raisons d'ordres économique et environnemental. La consommation de la Chine, de l'Inde et de l'Afrique devrait enregistrer les taux d'augmentation les plus importants, respectivement de 5,1, 4,7 et 4,3 %.

La production de gaz devrait se développer de manière différente selon les régions du monde. **Toutes les zones vont**

enregistrer des augmentations de production à l'exception de l'Europe (voir fig. 4). En effet, les champs producteurs y sont anciens et les nouveaux développements trop peu nombreux pour pallier au déclin. Les augmentations de production les plus importantes en volumes devraient être localisées au Moyen-Orient, en Asie/Océanie, en Afrique et en CEI.

Fig. 4 Évolution de la production de gaz par zone géographique



Source : AIE WEO, 2005.

Réserves de gaz, découvertes, production

C'est en effet dans ces régions qu'est localisée la majorité des réserves. La CEI et l'Amérique du Nord devraient perdre en importance tout en restant les premières zones productrices avec, respectivement, 23 % et 19 % de la production mondiale à horizon 2030. Le Moyen-Orient devrait voir sa part passer de 10 % à 18 % et l'Asie/Océanie devrait représenter 15 % des volumes produits contre 12,2 % aujourd'hui. La part de l'Afrique devrait passer de 5,4 % à 10 % de la production mondiale entre 2004 et 2030 alors que l'Europe suit l'évolution inverse.

La production offshore

La production en mer représente actuellement 26 % des volumes extraits soit 722 Gm³ et est principalement localisée en Europe, Asie/Océanie et Amérique du Nord. Elle est amenée à se développer de manière rapide dans les années qui viennent surtout au Moyen-Orient, en Asie/Océanie et dans la CEI sous l'impulsion des développements des nouvelles découvertes. C'est le cas du gisement de **Jansz** en Australie qui devrait commencer à produire en 2012 et dont le plateau attendu est de 7 Gm³/an. **Gold** au Myanmar et **White Lion** au Vietnam devraient produire 13 Gm³/an. Dans la CEI, le gisement de **Shtokman**, situé en mer de Barents russe, contient 3 200 Gm³ de gaz soit 2 % des réserves mondiales. Le développement de ce champ devrait commencer en 2006 et sa production en phase plateau est attendue pour 2011 à 67,5 Gm³/an soit 10 % de la production russe actuelle. Le développement de **Shah Deniz** en Azerbaïdjan devrait démarrer en 2007 et une production de 17,3 Gm³/an est prévue en 2015. Au Moyen-Orient, la mise en production des dernières phases du gisement géant de **South Pars** en Iran et la montée en régime des volumes extraits au Qatar pour l'exportation devraient contribuer le plus fortement à l'augmentation de la production offshore. En Europe, le projet le plus important est le développement du champ norvégien **Ormen Lange**. La production devrait démarrer en 2007 et durer plus de 30 ans ; le plateau attendu est de 25 Gm³/an, soit 30 % de la production actuelle du pays. Malgré son niveau élevé de production, ce champ ne pourra empêcher le déclin global de l'extraction gazière de la zone Europe.

À horizon 2020, le scénario médian de Cedigaz prévoit une augmentation de 52 % de la production de gaz offshore, qui pourrait atteindre 1 100 Gm³.

Le progrès technologique : une nécessité pour l'accès économique aux ressources

Il est estimé que 30 à 35 % des réserves de gaz sont localisées dans des gisements de très petite taille, à terre ou en mer et très éloignés des zones de consommation : c'est ce que l'on appelle les « *stranded gas* ». Aucune solution n'est réellement disponible actuellement pour les valoriser, mais des efforts de recherche sont menés dans les domaines suivants :

- production sur barge de GNL pour valoriser les gisements offshore ;
- transformation chimique du gaz par les voies GTL (voir note de synthèse correspondante). Des baisses de coût sont annoncées qui devraient permettre à cette technologie de devenir une alternative réaliste. Des applications sur barge sont également à l'étude ;
- réduction du coût de transport par gazoduc, à terre ou en mer ;
- recherche de voies nouvelles de transport telles que le transport de gaz comprimé par tankers.

Par ailleurs, on a vu que la production est amenée à se développer le plus fortement au Moyen-Orient, en Asie/Océanie, dans la CEI et en Afrique, or, dans les trois premières zones citées, les gaz sont particulièrement acides, soit par la présence de soufre (Moyen-Orient, mer Caspienne), soit par celle de CO₂ (Asie/Océanie). Des programmes de recherche sont menés actuellement pour développer des procédés de production et de traitement plus performants et plus économiques, qui doivent permettre d'exploiter des gisements de gaz à fortes teneurs en gaz acides et/ou chargés en contaminants tels que les mercaptans.

En parallèle de l'augmentation de la production, les capacités de transport se développent : de nombreux projets de construction de gazoducs sur longues distances sont envisagés en particulier pour approvisionner l'Europe. Par ailleurs, les projets de liquéfaction de gaz foisonnent au Qatar, au Nigeria, en Australie et en Libye notamment, alors que la technologie *gas-to-liquids* (GTL) connaît ses premiers développements à grande échelle (voir les notes de synthèse spécialisées).

Les ressources non-conventionnelles

Au-delà des ressources conventionnelles, un large potentiel en gaz non-conventionnels existe : gaz de charbon, réservoirs gréseux à faible perméabilité (*tight gas sands*), gaz de schiste et hydrates de méthane. Ils représentent des volumes estimés de ressources en gaz considérables, mais restent aujourd'hui encore relativement peu exploités (voir tableau 2). Si l'on sait

Tableau 2
Ressources et productions mondiales de gaz

Type de gaz	Ressources (Tm ³)	Production (Gm ³ /an)
Conventionnel	180 (réserves)	2 587*
Coalbed Methane	100 à 260	≅ 50
Tight gas	402 à 442 min**	100 - 150
Gaz de schistes	42 à 45 min**	17
Hydrates	13 000 à 24 000	ε

* Ce chiffre résulte de la production mondiale de gaz telle qu'elle est comptabilisée dans les statistiques, soit 2 777 Gm³, à laquelle a été enlevée la production de gaz non-conventionnels en 2004, soit environ 190 Gm³.

** min.: valeurs considérées comme minimum.

Réserves de gaz, découvertes, production

aujourd'hui comment récupérer le gaz du charbon et celui contenu dans des réservoirs peu perméables (sables ou schistes), les techniques d'exploitation des hydrates de gaz ne sont aujourd'hui pas maîtrisées et il n'y a pas de production à échelle industrielle de ces ressources.

- *Le gaz de charbon ou « coalbed methane »*

Le gaz de charbon ou *coalbed methane* (CBM) désigne le méthane contenu dans les couches de charbon. Il est généré pendant la phase d'enfouissement de la matière organique qui donnera le charbon et reste ensuite emprisonné dans les couches qui lui ont donné naissance : il est adsorbé sur les particules charbonneuses. Des quantités très importantes de méthane se retrouvent piégées avec, pour un même volume de roche, une concentration 6 à 7 fois plus importante que dans les gisements de gaz conventionnel.

Les ressources de méthane ainsi piégées au niveau mondial sont estimées entre 100 et 260 Tm³. Ensemble, le Canada, la Russie et la Chine renferment 80 % des ressources mondiales en CBM. Les autres états détenteurs de gaz de charbon sont les principaux pays charbonniers, à savoir l'Australie, les USA, l'Ukraine, l'Allemagne et la Pologne.

Le principe de production du gaz de charbon consiste à dépressuriser le gisement par extraction de l'eau contenue dans les fractures de la roche. Le méthane est ainsi naturellement désadsorbé et remonte vers la surface par les puits forés. La productivité moyenne des puits étant faible (20 000 m³/j), cette technique nécessite une forte densité de puits pour être rentable. Par ailleurs ce mode de production génère également de larges quantités d'eau qu'il faut recycler. Celle-ci est de qualité très variable et contient souvent des composés salins. Pour être rentable, un bassin de CBM doit contenir entre 14 et 17 m³ de méthane par tonne de charbon. Cette valeur peut atteindre 220 m³/t pour certains bassins.

Si les États-Unis sont loin d'être les plus riches en gaz de charbon, ils sont cependant les plus avancés quant à son exploitation. **En 2003, la production de CBM était de 45 Gm³ aux États-Unis**, soit 8 % de la production totale de gaz. La production de CBM dans le pays a démarré en 1983 et elle ne cesse d'augmenter depuis. Elle est localisée à 88 % dans la région des Montagnes rocheuses. **La Chine produit également des CBM : 1,5 Gm³ étaient extraits en 2002** et le pays souhaite porter ce volume à 10 Gm³ en 2010. Les principaux autres pays producteurs sont la Russie, l'Inde, l'Ukraine, la Pologne, le Canada, l'Australie ainsi que l'Allemagne et le Royaume-Uni.

L'impact environnemental des CBM est positif dans la mesure où l'injection de gaz carbonique dans les couches profondes de charbon peut améliorer la récupération du méthane tout en permettant une certaine séquestration du

CO₂. Le gaz est une énergie plus « propre » que le charbon et lui est substituable dans ses usages énergétiques et, enfin, la récupération du méthane avant ou pendant l'exploitation d'une mine permet d'éviter qu'il soit libéré dans l'atmosphère, où il renforce l'effet de serre.

Par contre, l'exploitation des CBM génère d'énormes quantités d'eau qu'il faut traiter, inconvénient majeur qui freine fortement le développement de cette activité.

- *Les réservoirs gréseux à faible perméabilité ou « tight gas sands »*

Il n'existe pas de définition formalisée pour les « *tight gas sands* » et l'utilisation du terme varie considérablement d'un auteur à l'autre. Un consensus semble toutefois se dégager pour dire que les *tight gas* sont situés dans des réservoirs gréseux dont la perméabilité est inférieure à 0,1 millidarcy. Ceci signifie que le gaz se déplace très difficilement dans la formation et que sa production par techniques classiques n'est pas économique. La récupération du gaz nécessite donc des technologies particulières et notamment la fracturation ou l'acidification de la formation, qui permettent d'augmenter la porosité du réservoir et facilitent la mobilité du gaz. Ces techniques nécessitent une densité de puits particulièrement élevée et sont donc assez coûteuses.

Les ressources de gaz contenues dans de tels réservoirs sont mal connues à l'échelle mondiale. Des estimations ont été faites par les plus gros pays producteurs à savoir les États-Unis et le Canada. Le National Energy Board canadien estime que le Canada pourrait contenir entre 2,5 et 42 Tm³ de gaz dans les réservoirs peu perméables. Aux États-Unis, l'Energy Information Administration a estimé les ressources de « *tight gas sands* » à environ 400 Tm³ dont 7 Tm³ techniquement récupérables, soit plus que les réserves de gaz conventionnel du pays.

La production de gaz des réservoirs peu perméables a commencé dans les années 1970 aux États-Unis où elle est estimée autour de **100 Gm³/an actuellement**. Ceci représente 13 % de la production des « Lower 48 » (États américains hors Alaska, Hawaï et l'offshore). Il y a environ 40 000 puits qui produisent des *tight gas* dans le pays, à partir de 1 600 réservoirs et 900 champs. Le Canada, l'Australie, l'Argentine, l'Égypte et le Venezuela produisent également du gaz à partir de réservoirs peu perméables mais peu d'informations chiffrées sont publiées sur le sujet.

- *Le gaz de schistes*

Les schistes sont des roches particulièrement peu perméables dans lesquels le gaz est stocké sous deux formes : gaz libre dans les pores ou dans les fractures de la roche et gaz adsorbé sur les particules organiques (comme pour le CBM). Dans les gaz de schistes, comme dans les *coalbed methane*, le schiste

Réserves de gaz, découvertes, production

est à la fois roche mère, roche réservoir et piège pour le méthane formé.

Ces formations sont surtout étudiées aux **États-Unis où les ressources en gaz contenues dans les schistes sont évaluées entre 14 et 17 Tm³. Au Canada, les estimations font mention de 28 Tm³**. La production de ces gaz nécessite, comme pour le CBM ou les *tight gas sands*, de fracturer la roche afin d'en augmenter la perméabilité. Aux USA, environ 35 000 puits produisent 17 Gm³/an de gaz de schistes.

- *Les hydrates de méthane*

L'hydrate de méthane est une substance cristalline composée de molécules d'eau organisées en cages qui piègent les molécules de méthane dans des concentrations très élevées. À titre indicatif, un mètre cube d'hydrate de gaz contiendrait 160 à 180 m³ de gaz dans des conditions standards de température et pression.

Les hydrates de gaz se forment dans des conditions de basse température, de haute pression et avec des concentrations en gaz très précises. Ces conditions sont réunies de manière naturelle dans le sous-sol : au-delà de 1 000 m sous la terre gelée d'un permafrost nordique ou à plus de 500 m au-dessous du plancher des océans profonds. Des hydrates de gaz de permafrost ont été identifiés en Sibérie, en Alaska, ainsi que dans le delta du Mackenzie au Canada. Les hydrates de gaz en mer ont été identifiés dans le golfe du Mexique, en Californie, dans la mer Noire, la mer Caspienne et la mer d'Okhotsk, mais aussi par grandes profondeurs dans les fosses océaniques d'Amérique centrale et du Japon et même au large de la Nouvelle-Calédonie.

Malgré des investigations de plus en plus intenses, le dimensionnement des accumulations d'hydrates de gaz est encore basé principalement sur des conditions théoriques de stabilité plutôt que sur des mesures directes de présence et de concentration dans les réservoirs, d'où de grandes incertitudes quant à la quantification des ressources. En effet, **les estimations des ressources de méthane contenues dans les hydrates vont de 13 000 à 24 000 Tm³, soit 70 à 130 fois les réserves prouvées de gaz naturel conventionnel. La part de ces ressources susceptible d'être exploitée à terme dans des conditions économiquement acceptables reste néanmoins difficile à estimer et fait encore l'objet de controverses.** De nombreux programmes de recherche internationaux ou plus locaux visent à mettre au point des techniques pour récupérer le méthane contenu dans les hydrates. Le Canada, les USA, l'Inde, le Japon, l'Australie et la France participent à des travaux sur l'étude de ces hydrates.

- *L'importance des gaz non-conventionnels aux USA*

Les États-Unis, gros importateurs de gaz, ont très tôt reconnu l'importance stratégique des gaz non-conventionnels. Leur exploitation a été incitée par le gouvernement fédéral dès 1980, en introduisant un crédit d'impôt sur les activités de développement de ressources non-conventionnelles. L'exploitation des CBM, *tight gas* et gaz de schistes, qui représentait 15 % de la production de gaz du pays en 1990, en constitue aujourd'hui 37 %, part qui devrait être de 40 % en 2025 selon le DOE. La production gazière nationale devrait augmenter de 14 % entre 2005 et 2025 ; ceci est possible grâce à l'exploitation de nouvelles zones telles que l'Alaska (+ 470 % sur la période) mais surtout grâce aux non-conventionnels dont la production devrait augmenter de 17 %. Dans le même temps, la production de gaz conventionnel devrait baisser de 4 à 5 %.

Tableau 3
Répartition de la production de gaz aux USA en 2003

Type de gaz	Production (Gm ³ /an)	Part de la production totale
Conventionnel	372	70 %
Coalbed Methane	≅ 45	8 %
Tight gas	≅ 100	19 %
Gaz de schistes	≅ 17	3 %
Total	534	100 %

Conclusion

Ces cinq dernières années, les nouvelles découvertes de gaz ont été nombreuses et ont permis le renouvellement des réserves produites à hauteur de 71 %. Dans les années à venir, la production de gaz est amenée à se développer rapidement, (2,1 %/an d'ici à 2030 d'après le scénario médian de l'AIE) sous l'impulsion de la demande en électricité. La Chine, l'Inde et l'Afrique pèseront particulièrement sur l'augmentation de la demande. Cette dernière pourra être satisfaite grâce aux mises en production des nouvelles découvertes, aux développements de gisements anciens non exploités faute de marché jusqu'à présent, voire aux ressources non conventionnelles comme c'est déjà le cas aux États-Unis. Le développement des technologies de transport telles que le gaz naturel liquéfié, et de valorisation telles que le « *gas-to-liquids* », permettent aujourd'hui à cette énergie d'être transportée sous diverses formes sur de longues distances, à l'instar du pétrole, et d'élargir les débouchés. Le marché gazier s'internationalise.

Armelle Sanière
armelle.saniere@ifp.fr

Manuscrit définitif remis en décembre 2005



IFP (Siège social)

1 et 4, avenue de Bois-Préau - 92852 Rueil-Malmaison Cedex - France
Tél. : +33 1 47 52 60 00 - Fax : +33 1 47 52 70 00

IFP-Lyon

BP 3 - 69390 Vernaison - France
Tél. : +33 4 78 02 20 20 - Fax : +33 4 78 02 20 15