

Un point sur les ressources en hydrocarbures

2 - Le gaz naturel

Le réserves courantes de gaz permettent d'augmenter légèrement la production mondiale jusqu'en 2020. La mise en exploitation de toutes les ressources conventionnelles devraient permettre d'augmenter le niveau de production mondial vers 4,5 Tm³ en 2030. L'exploitation généralisée des gaz non conventionnels devrait davantage freiner plus que différer les déclin de production.

Les réserves de gaz naturel à fin 2008

Des ressources peu contestées

Contrairement au pétrole, les volumes annoncés sont nettement plus fiables et les différences entre les estimations peu marquées. Cette connaissance des volumes annoncés est peu contestée car elle provient de la différence fondamentale de comportement entre les gaz et les liquides. Dans le cas des gisements de gaz, la production est possible par décompression du gaz en place dans le gisement. Dès l'instant où les volumes produits ont généré une baisse de pression du gisement suffisante, les volumes extractibles restant sont connus avec précision. Il s'en suit que les réévaluations sont faibles et correspondent le plus souvent à des extensions initialement insoupçonnées : présence de gisements satellitaires ou de nouveaux niveaux réservoirs. IHS comptabilise 200 Tm³ dans le monde (Téra mètres cubes ou 10¹² m³) de ressources extractibles dont 182 Tm³ en réserves courantes, proches des 175 Tm³ d'*Oil and Gas Journal*, des 189 Tm³ de Cedigaz et des 185 de BP (*Statistical Review* 2009). Ces 175 Tm³ minima constituent des réserves importantes car ils correspondent à près de 60 ans de la consommation 2008. L'évaluation des réserves varie cependant avec les conditions techniques et économiques.

Des ressources irrégulièrement réparties

Comme pour le pétrole, 11 pays disposent de 75 % des ressources mondiales de gaz (figure 1), dont la Russie avec près du quart de celles-ci, suivie par l'Iran

et le Qatar avec 15 et 14 % chacun. Les 111 autres pays ne disposent que de 25 % des ressources extractibles mondiales.

Cette répartition très irrégulière des ressources se retrouve par grandes entités géographiques et économiques (figure 2) avec une prédominance du Moyen-Orient et des pays de l'OPEP, suivis par la CEI.

Ce déséquilibre dans la localisation des réserves se traduit par une augmentation des volumes échangés entre les grandes régions géographiques (figure 3).

L'Amérique du Nord, grâce à sa production de gaz non conventionnels, est arrivée à maintenir ses importations de gaz, ce qui n'est pas le cas de l'Asie-Pacifique et encore moins de l'Europe. Les autres régions exportent de plus en plus de gaz.

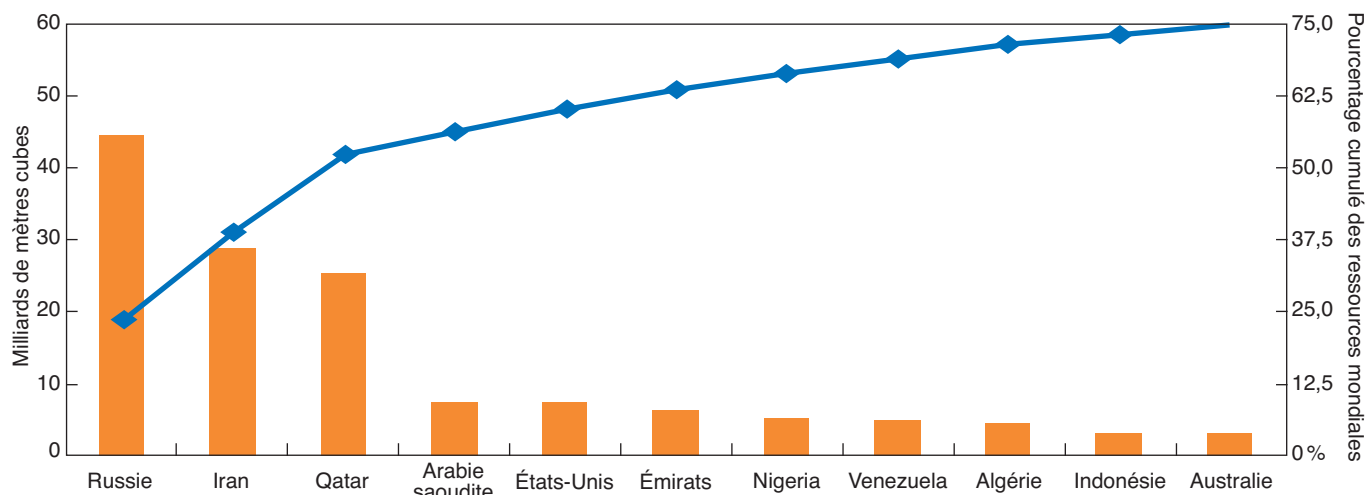
Avec une croissance attendue de la demande mondiale, qu'en est-il des réserves futures espérées et de l'évolution des flux interrégions ?

Des futures réserves toujours recherchées

Si les plus gros gisements ont été découverts il y a plus de 30 ans, les potentialités de découvertes de nouvelles accumulations, et donc de nouvelles réserves, restent importantes. Dans bon nombre de régions et pays du monde, les découvertes de gisements de gaz n'étaient en effet pas souhaitées. L'absence de marchés locaux ou régionaux, permettant de valoriser le gaz, a pendant

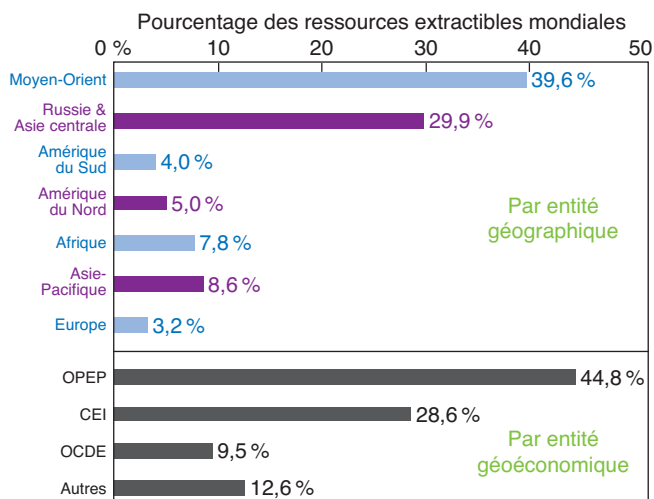
Un point sur les ressources en hydrocarbures - 2 - Le gaz naturel

Fig. 1 - Les 11 pays les plus riches en ressources extractibles de gaz



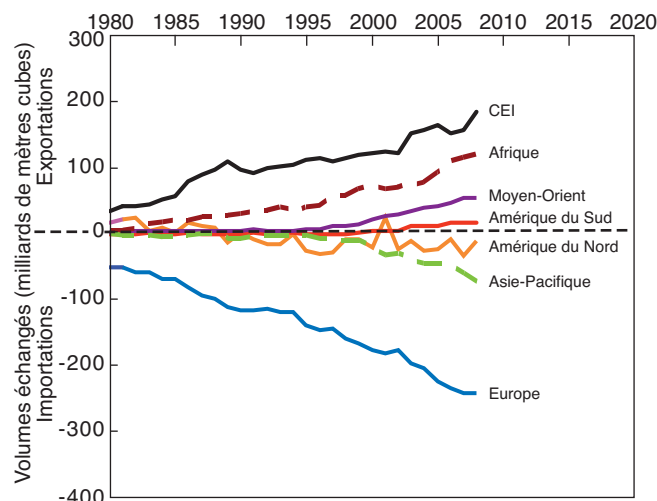
Source : Cedigaz, 2009

Fig. 2 - Répartition des ressources extractibles de gaz naturel par grandes entités géographiques et économiques



Source : Cedigaz

Fig. 3 - Volumes échangés au cours du temps entre les grandes régions géographiques



Source : IHS

longtemps constitué un frein à l'exploration gazière : trouver du pétrole était le seul objectif, trouver de l'eau était contrariant et trouver du gaz souvent une contrainte majeure. Ainsi les explorateurs se sont éloignés des régions à gaz. Tel fut le cas du fantastique gisement de North Field au Qatar, contenant plus de 150 Tm³, gisement découvert en 1971 par Shell qui fut rendu au Qatar par manque de débouchés commerciaux.

Si le potentiel en termes de nouvelles découvertes reste fort, celui des réserves additionnelles par amélioration des taux de récupération demeure nettement plus limité que pour le pétrole. En effet, la production par expansion des fluides et baisse des pressions assure en moyenne pour le gaz naturel des taux de récupération avoisinant les 80 %. Les seules réserves additionnelles

attendues restent donc très limitées et seront situées dans :

- de nouveaux niveaux réservoirs rencontrés en cours de forage des puits d'exploitation et insoupçonnés auparavant,
- des gisements de pétrole à gaz dissous où les améliorations des récupérations d'huile peuvent amener plus de gaz associé,
- de petites extensions latérales, non décelées au départ, des gisements exploités.

Les gaz non conventionnels, contenus dans de très médiocres réservoirs comme le charbon (*Coalbed Methane*) ou comme certains grès ou carbonates très cimentés (*Tight Gas*) voire des argiles (*Shale Gas*),

Un point sur les ressources en hydrocarbures - 2 - Le gaz naturel

constituent également un potentiel important pour de nouvelles réserves. En dehors des États-Unis, les ressources sont peu connues. Actuellement, elles sont estimées à 900 Tm³ dont le quart serait situé en Amérique du Nord, où elles sont activement étudiées, et un tiers en CEI et en Asie centrale, dont la Chine. Déjà exploités aux États-Unis où ils représentent environ 50 % de la production nationale (9 % environ de la production mondiale), ces gaz pourraient être produits dans d'autres pays et permettre d'apporter quelques dizaines de Tm³ supplémentaires aux réserves futures. Toutefois, comme ils sont contenus dans des roches à très faible qualité réservoir, leur exploitation nécessite un maillage de puits serré (200 m) et l'utilisation de techniques de stimulation (fracturation). Tout ceci augmente les coûts de production et réduit d'autant leurs réelles potentialités. Les réserves non conventionnelles accessibles techniquement et économiquement représentent 4 % environ des réserves prouvées globales. Sans de fortes améliorations techniques ou un accroissement du prix du gaz, cette part devrait rester modeste.

Plus complexes encore à exploiter, les hydrates de méthane, fréquents dans les régions polaires ou en domaine maritime profond, constituent des ressources comprises entre 2 500 et 20 000 Tm³. Elles seraient donc supérieures d'un point de vue énergétique aux ressources totales contenues dans le charbon, le pétrole et le gaz conventionnel réunis (volumes produits + restant à produire + non productibles). Si des essais de production se sont avérés positifs à Malik au Canada, les difficultés techniques pour délimiter les zones favorables, les contraintes économiques mais surtout le risque environnemental lié à leur exploitation, réduisent pour le moment à néant tout ou partie des énormes potentialités des hydrates de gaz. Quelques idées apparaissent

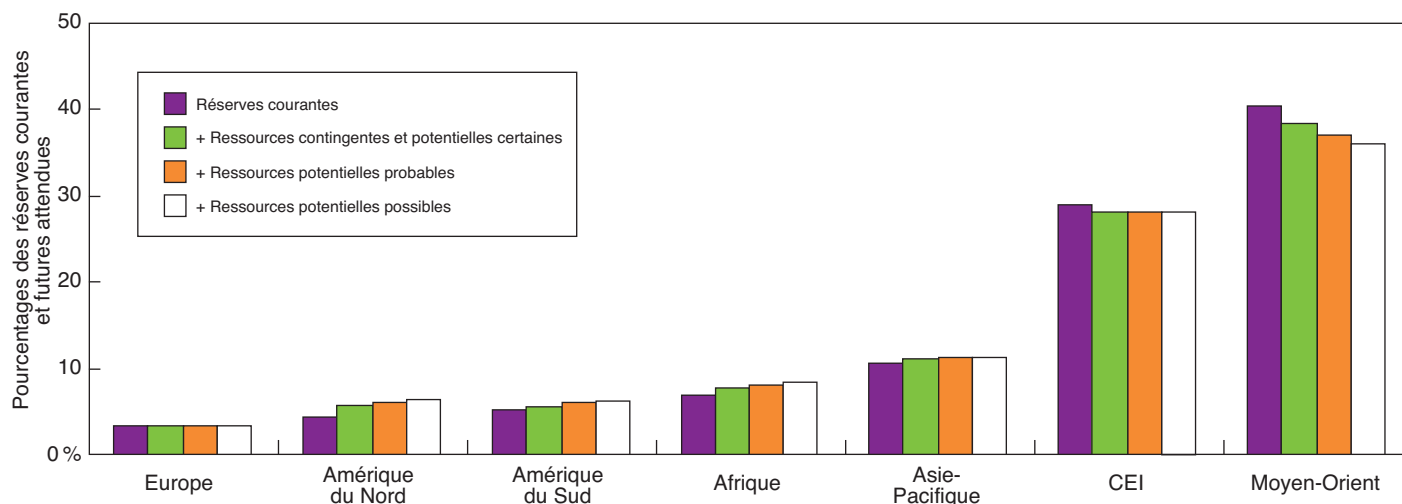
pour permettre leur exploitation, qui restent pour le moment très conceptuelles : par exemple, l'idée d'injecter du dioxyde de carbone pour produire le méthane contenu dans ces hydrates en le remplaçant par des hydrates de dioxyde de carbone. Cela permettrait de produire le méthane sans production d'eau, de séquestrer le CO₂ et de maintenir la stabilité mécanique des séries exploitées, et donc de minorer fortement les risques.

Pas de changement attendu dans la répartition régionale des réserves ultimes en gaz conventionnels

Compte tenu de la difficulté de chiffrer les futures réserves espérées en gaz non conventionnels, seuls les potentialités des gaz conventionnels ont été évaluées. Les 175 Tm³ de réserves courantes devraient passer progressivement à 213 Tm³ avec les ressources contingentes et les ressources potentielles restant à découvrir de façon certaine, puis à 244 avec les réserves potentielles restant probablement à découvrir, pour atteindre près de 261 Tm³ avec les réserves potentielles restant à découvrir de façon possible.

Cet accroissement des réserves attendues ne devrait guère changer la répartition géographique observée actuellement (figure 4). Toutefois, la part des réserves de gaz de certaines régions devrait légèrement croître, comme celles de l'Amérique du Nord grâce à la prise en compte des non conventionnels, de l'Amérique du Sud, de l'Afrique et de l'Asie-Pacifique grâce aux zones offshore. La part du Moyen-Orient devrait diminuer car il sera impossible de trouver un autre North Field, et la part de la CEI devrait plus ou moins se maintenir, tout comme celle de l'Europe. Seule l'exploitation des gaz

Fig. 4 - Répartition des réserves courantes et futures attendues de gaz naturels conventionnels par grandes entités géographiques



Source : Cedigaz, IFP

Un point sur les ressources en hydrocarbures - 2 - Le gaz naturel

hydrates, si elle venait à se développer, pourrait notablement changer la répartition mondiale des futures réserves de gaz, mais pour l'instant rien ne permet d'envisager cette hypothèse à un horizon raisonnable.

Avec les gaz non conventionnels contenus dans les réservoirs de très médiocre qualité (*Coalbed Methane*, *Tight Gas* et *Shale Gas*) hors États-Unis, et non pris en compte précédemment, les réserves ultimes mondiales pourraient atteindre les 300 Tm³ et donner vraisemblablement plus de poids aux pays de la CEI et des autres régions, à l'exception du Moyen-Orient où les perspectives sont plus faibles.

Quelle évolution possible pour la courbe de production du gaz ?

Comme pour le pétrole, les scénarios de production mondiale sont tributaires des mêmes incertitudes sur les contextes à venir (voir fiche "Un point sur les hydrocarbures - 1 - Les liquides pétroliers"), avec cependant des contraintes techniques plus marquées concernant le transport : le transport du gaz nécessite des infrastructures lourdes en équipements divers (gazoduc, usines de liquéfaction et de regazéification).

Concernant l'évolution du profil mondial de production du gaz, peu de scénarios sont publiés, les plus optimistes sont donnés par l'AIE avec une production dépassant les 4,5 Tm³ en 2030. Pour d'autres, les productions devraient plafonner vers 4 Tm³.

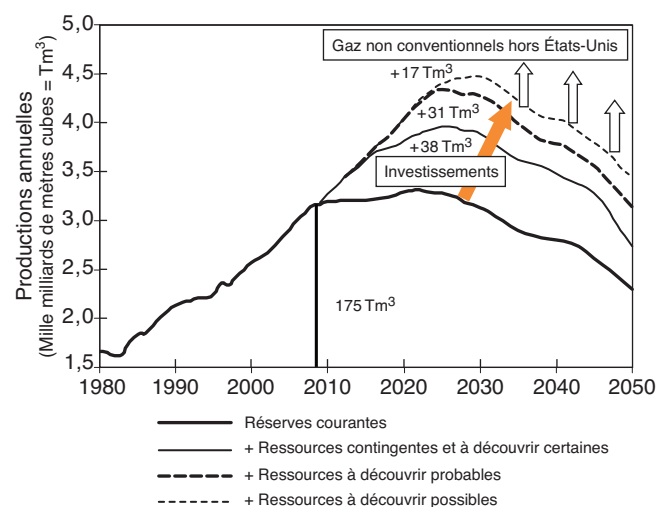
Les scénarios de production présentés (figure 5) ont été élaborés avec :

- une croissance de la demande mondiale de 1,7 % en moyenne,
- la recherche d'une complémentarité de production pour les pays disposant également de pétrole (pays du Moyen-Orient et de la Caspienne principalement),
- enfin, pour les pays exportateurs, un plafonnement de leurs exportations maximum, durant vingt ans, afin d'assurer l'amortissement financier des infrastructures qui seront à construire (Irak, Iran, etc.).

Les scénarios présentés montrent donc plus les tendances attendues qu'une réalité absolue.

En tenant compte des réserves actuelles et des moyens d'évacuation disponibles ou en construction, la production mondiale plafonne à environ 3,3 Tm³. Elle reste limitée par les capacités d'exportation. La présence de près du tiers des réserves courantes et futures dans des pays éloignés des zones de consommation (Qatar, Iran) et pour certains enclavés (Azerbaïdjan, Turkménistan, Kazakhstan), pose de sérieux problèmes.

Fig. 5 - Scénarios de production de gaz selon les efforts qui seront entrepris pour les produire



Source : IFP

Avec la mise en production des ressources contingentes et des découvertes "certaines" attendues, accompagnée des équipements d'évacuation *ad hoc*, la production mondiale pourrait atteindre 4 Tm³ en 2025 environ.

Avec la découverte et la mise en production du gaz contenu dans des accumulations complexes, la production pourrait atteindre 4,3 Tm³ en 2025 (avec les ressources probables) ou 4,5 Tm³ en 2030 (avec les ressources possibles).

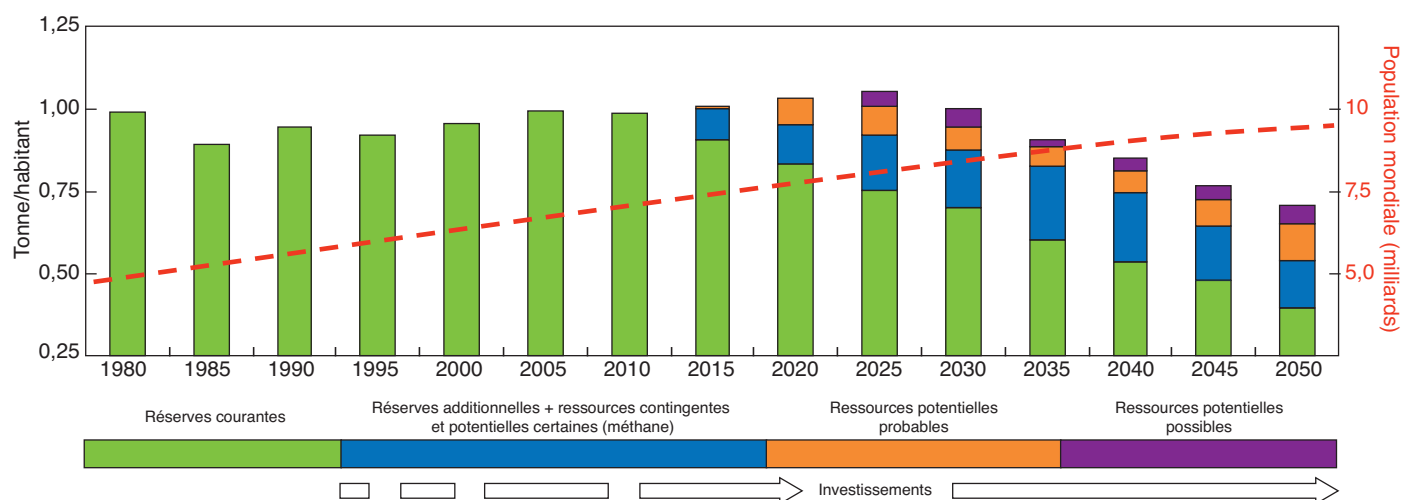
Les gaz non conventionnels, hors États-Unis, pourraient permettre de différer légèrement ces pics, mais surtout d'atténuer les déclin de production qui les suivront.

Conclusion sur le gaz naturel

Les réserves courantes de 175 Tm³ ne sont pas contestées et sont encore suffisamment élevées (près de 60 ans de consommation actuelle) pour ne pas craindre une baisse de la production mondiale faute de réserves dans les dix ans à venir. Les perspectives de découvrir encore d'importants volumes sont réelles, aussi bien dans les grandes régions productrices que dans celles étant peu ou pas explorées (ultraprofond terrestre ou maritime, Arctique, etc.). Les réserves courantes de 175 Tm³ devraient s'élever à 213 Tm³ avec les ressources contingentes et les ressources à découvrir certaines, 244 Tm³ avec les réserves probables restant à découvrir, voire atteindre 261 Tm³ auxquels il faudrait rajouter quelques dizaines de Tm³ de gaz non conventionnels hors États-Unis et Canada. Pour ces derniers, un important travail de recherche reste à mener afin de mieux cerner leur existence et leur réel potentiel.

Un point sur les ressources en hydrocarbures - 2 - Le gaz naturel

Fig. 6 - Disponibilité mondiale moyenne en hydrocarbures par tête d'habitant de 1980 à 2050



Source : IFP

Bien que les 300 Tm³ environ de réserves ultimes ainsi attendues correspondent à près de 100 ans de consommation actuelle, la production mondiale se développera au rythme de la construction des grandes infrastructures d'évacuation. Les scénarios de production montrent que le maximum de la production gazière peut être de 4 Tm³ en 2025, voire 4,5 Tm³ en 2030. La mise en production des gaz non conventionnels dans les pays importateurs pourrait s'accroître dans les années à venir. Quand aux hydrates de méthane, l'éventualité de les exploiter n'apparaît pas clairement avant deux décennies.

Conclusions sur les hydrocarbures (pétrole et gaz naturel)

Compte tenu de l'importance des énergies fossiles dans le bilan énergétique mondial et des inerties inhérentes aux systèmes énergétiques, veiller à la mobilisation de nouvelles réserves restera indispensable dans les décennies à venir. Le 21^e siècle sera celui de la transition dans le domaine de l'énergie : d'un approvisionnement très dépendant des énergies fossiles, la société évoluera vers un approvisionnement plus diversifié. Cette transition devra être maîtrisée (sans heurt préjudiciable aux économies) et passera donc par un appel encore important au pétrole et au gaz naturel.

La question de la disponibilité des réserves dans le futur reste donc d'actualité. Le caractère fini des ressources fossiles à la surface de la planète est une réalité. Le fait

qu'une croissance de la production au rythme actuel n'est pas soutenable éternellement en est une également.

Les réserves courantes de liquides pétroliers, de méthane et les évaluations des futures réserves restant à exploiter ont permis de voir que les hydrocarbures resteraient pour près de la moitié concentrés dans trois pays : l'Arabie saoudite, l'Iran et la Russie. Les scénarios de production élaborés soulignent les possibilités d'évolution du profil de production mondiale en fonction de l'effort pour mobiliser les différents types de réserves. L'exploitation des non conventionnels contribuera plus à freiner le déclin qu'à accroître le niveau maximal de production.

Actuellement, la tonne en hydrocarbures disponible en moyenne par habitant de notre planète ne sera maintenue au-delà de 2015 que par l'arrivée de nouvelles réserves, et pourra être maintenue jusqu'en 2030 environ (figure 6). Au-delà de 2030, l'arrivée plus ou moins massive de ressources non conventionnelles devrait permettre de freiner le déclin de l'offre en hydrocarbures.

La mise en exploitation des futures réserves en hydrocarbures est aujourd'hui indispensable pour permettre aux autres sources d'énergie de disposer du temps nécessaire à leurs développements et d'assurer ainsi une transition énergétique maîtrisée.

Yves Mathieu

Manuscrit remis en novembre 2009

Contact : Roland Vially - roland.vially@ifp.fr

Update on hydrocarbon resources

2 - Natural gas

Current gas reserves could sustain a slight increase in world production until 2020. The development of all existing conventional resources would bring them up to about 4.5 Tm³ by 2030. The effect of a generalized development of unconventional gas resources would be to slow down rather than postpone the decline in production.

Natural gas reserves at year-end 2008

Undisputed estimates

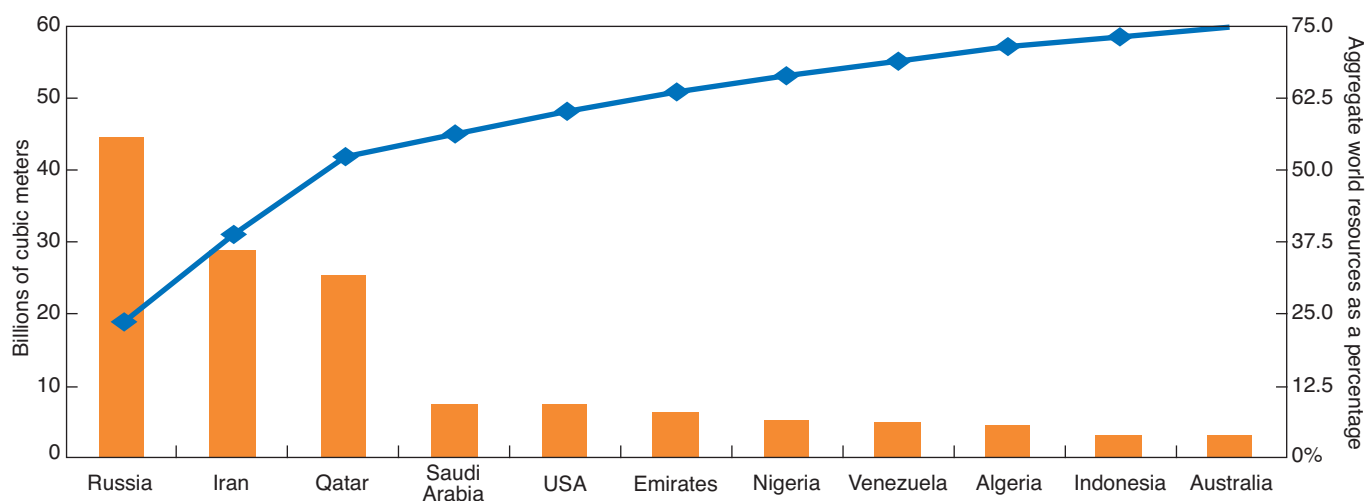
The announced volumes for natural gas, compared to those for oil, are much more reliable and therefore estimates only differ slightly. There is little controversy because, thanks to a basic difference in behavior between gases and liquids, these volumes can be determined. Natural gas is produced by decompressing the gas in place. As soon as the volumes produced cause pressure to decrease by a sufficient amount within the geological formation, the remaining extractable quantities can be determined with precision. It follows that revised estimates differ only slightly from the original ones and these differences generally account for the discovery of initially unsuspected extensions (satellite fields or new levels of the reservoir). According to IHS, the world's

extractable resources stand at 200 Tm³ (tera cubic meters or 10¹² m³), which includes 182 Tm³ of current reserves. This number is close to other published estimates: 175 Tm³ (Oil and Gas Journal), 189 Tm³ (Cedigaz) and 185 Tm³ (BP Statistical Review 2009). The low figure of 175 Tm³ represents large reserves, representing nearly 60 years of consumption at the 2008 level. These estimates vary according to technical and economic conditions.

Unevenly distributed resources

For natural gas, like oil, 11 countries possess 75% of world gas resources (Figure 1). Russia holds nearly one-quarter of the total, followed by Iran and Qatar with 15% and 14%, respectively. The 111 other countries only have 25% of the world's extractable resources.

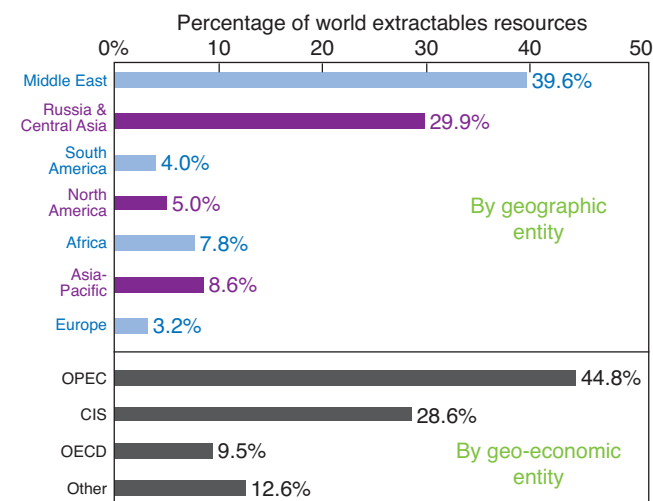
Fig. 1 - The 11 countries richest in extractable gas resources



Source: Cedigaz, 2009

Update on hydrocarbon resources - 2 - Natural gas

Fig. 2 - Breakdown of extractable gas resources by large geographic or geo-economic entity



Source: Cedigaz

Resources are distributed very unevenly: the following breakdown by large geographic or geo-economic entity (Figure 2) shows that most are located in the Middle East and the OPEC countries, followed by member states of the CIS.

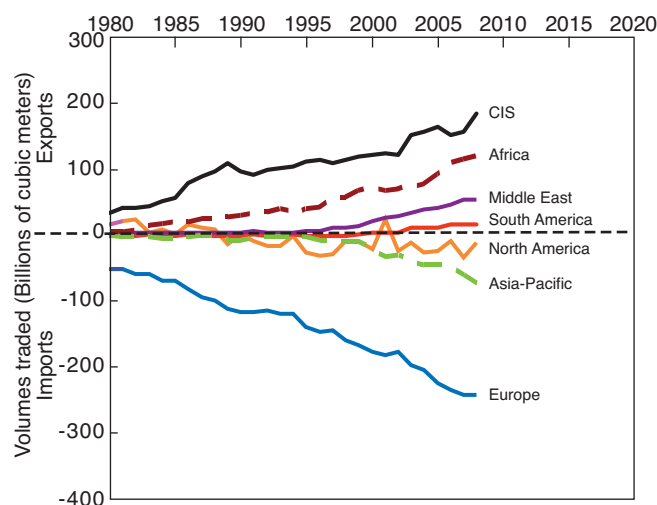
This disequilibrium of resource distribution means that large volumes must be traded between major geographic regions (Figure 3). By producing unconventional gas, North America has managed to keep its natural gas imports to the same level, but the same cannot be said for Asia-Pacific and especially not for Europe. The other regions are exporting more and more gas.

Considering the growth rate expected for world demand, what can be said about the quest for future reserves and the evolution of interregional flows?

The search is on for future reserves

Although the largest fields were discovered more than 30 years ago, there is still high potential for the discovery of new accumulations, hence new reserves. At the time, discovering gas fields was not a top priority for a good number of geographic regions and countries. Gas exploration was long inhibited by the absence of local or regional markets to make it commercially attractive. The only objective was to discover oil: finding water was vexing and finding gas was often a major constraint. Therefore, exploration operations tended to be sited far from gas-bearing regions. One example is the fabulous North Field in Qatar (more than 150 Tm³), discovered in 1971 by Shell and returned to Qatar due to the lack of commercial outlets.

Fig. 3 - Volumes traded over time between major geographic regions



Source: IHS

While the potential for new discoveries remains high, expectations of obtaining additional reserves by improving the recovery rate are significantly lower for gas than for oil. Production by fluid expansion and pressure reduction ensures about 80% recovery on average. The small quantities contained in these anticipated additional reserves will be located in:

- new, previously unsuspected levels of reservoirs that are found when drilling development wells,
- oil fields of the dissolved gas type, which can yield larger amounts of associated gas along with the oil recovered,
- small, lateral extensions at working oil fields that had not been initially detected.

There is also large potential for new reserves in the unconventional gas that could be recovered from reservoirs of poor quality (e.g. coal beds containing Coalbed Methane, sandstone or carbonate reservoirs containing Tight Gas, and shales containing Shale Gas). Not much is known about resources located outside the United States. Today, they stand at an estimated 900 Tm³ with one-quarter in North America (under active study) and one-third in the member states of the CIS and Central Asia, including China. Unconventional gas resources are already under development in the United States: they represent about 50% of domestic output and about 9% of world production. It should be possible to recover these resources in other countries as well, thereby adding a few dozen supplementary Tm³ to future reserves. Since they are contained in reservoir rock of poor quality, recovering them will require tight well spacing (200 m) and the use of stimulation techniques (fracturing). All of this will increase production costs and reduce their real

Update on hydrocarbon resources - 2 - Natural gas

potentialities accordingly. Unconventional reserves that are technically and economically accessible represent about 4% of total proven reserves. Unless major technical improvements are forthcoming or the price of gas goes up, this percentage is expected to remain small.

The development of methane hydrates is even more complex. Frequently located in polar regions or deepwater acreage, these resources have been estimated at between 2,500 and 20,000 Tm³. The potential energy would exceed all of the energy contained in coal, oil and conventional natural gas combined (produced + unproduced + unproducible). Although production tests have yielded positive results at Malik in Canada, the technical difficulties of delimiting favorable areas as well as the economic constraints and the environmental risks associated with exploiting gas hydrates, reduces all or part of their tremendous potential to zero for the time being. A few ideas about how to proceed have been put forward but, for now, the development of these resources remains very much at the conceptual level. One of these ideas is to inject carbon dioxide to produce the methane contained in the hydrates by replacing it with carbon dioxide hydrates. This would produce the methane without producing water while sequestering the carbon dioxide and also maintaining the mechanical stability of the hydrates bearing series under development, which would substantially lower the risks.

Ultimate conventional gas reserves: no change anticipated in the breakdown by region

Given the difficulty of computing future undiscovered unconventional gas reserves, only the potential conven-

tional gas reserves have been estimated. The figure for current reserves, 175 Tm³, would increase progressively to 213 Tm³ with the addition of contingent resources and potential "certain" undiscovered resources, then to 244 Tm³ with the potential probable undiscovered reserves; it would approach 261 Tm³ if the potential possible undiscovered reserves were included.

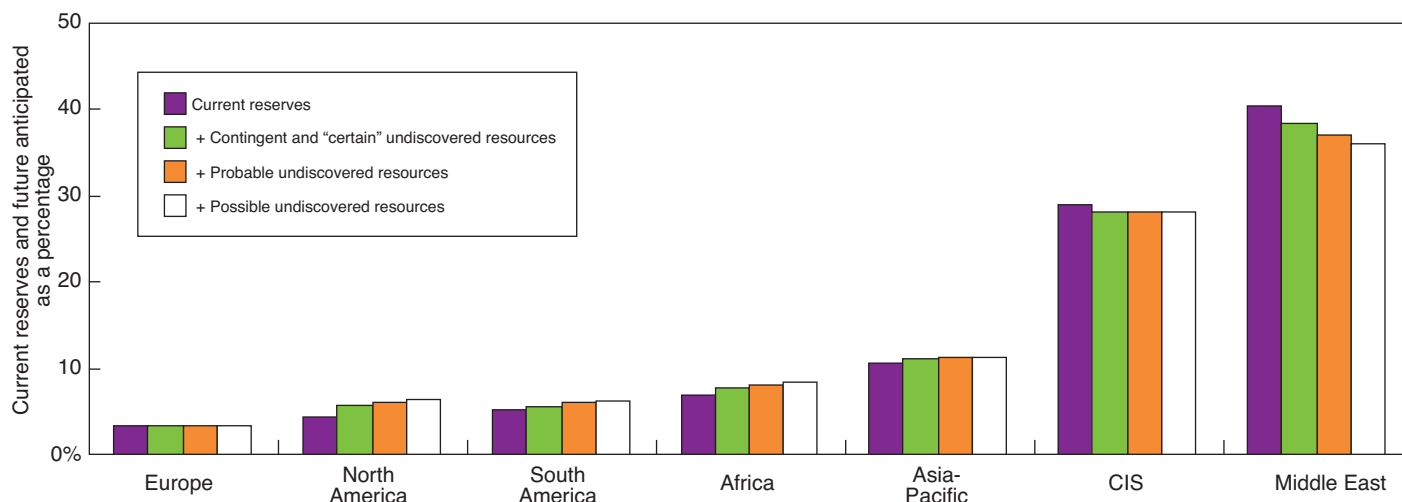
This anticipated increase in reserves should not significantly change the geographic breakdown existing today (Figure 4). However, the proportion of gas reserves contained in specific parts of the world are expected to grow slightly: in North America (with unconventional gas) as well as South America, Africa and Asia-Pacific (offshore zones). The Middle East should see its percentage decrease, because finding another North Field will be impossible. The figure for the CIS, like Europe, should remain more or less stable. Only the exploitation of gas hydrate resources, if and when that happens, could significantly alter the breakdown of the world's future gas reserves but, for now, nothing indicates that this will happen within a reasonable time frame.

If one adds the unconventional gases (Coalbed Methane, Tight Gas and Shale Gas) contained in poor quality reservoirs outside the United States that have not been previously included, ultimate world reserves could reach 300 Tm³. It is likely that the percentage would rise for the CIS countries and other regions, except the Middle East, where the prospects appear to be dimmer.

What will the gas production curve look like?

World gas production scenarios depend on the same uncertainties about future conditions as the oil production

Fig. 4 - Breakdown of current and future anticipated conventional gas reserves by major geographic region



Source: Cedigaz, IFP

Update on hydrocarbon resources - 2 - Natural gas

scenarios (see the Panorama article "Update on hydrocarbon resources - 1 - Petroleum liquids"). However, there are greater constraints involved in shipping gas, which requires heavy infrastructure and equipment (e.g. gas pipelines, liquefaction plants and regasification installations).

Few scenarios predicting the evolution of the world gas production profile have been published. According to the most optimistic, issued by the IEA, production will exceed 4.5 Tm³ by 2030. Other forecasts indicate that production will top out at 4 Tm³.

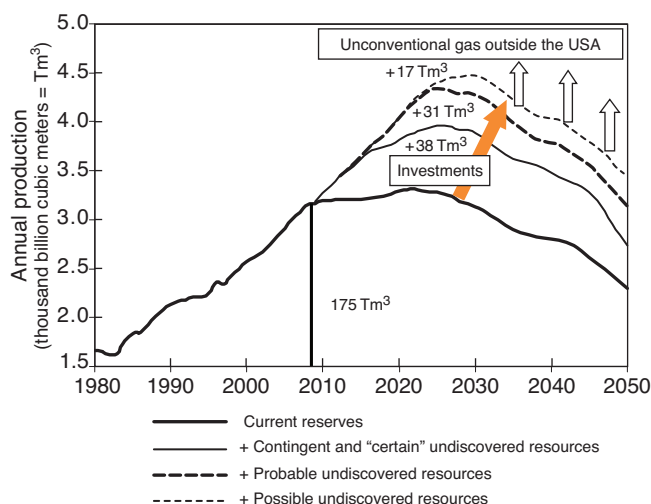
The production scenarios presented (Figure 5) were based on the following assumptions:

- world demand will grow by 1.7% on average,
- countries provided with both gas and oil (mostly countries in the Middle East and on the Caspian Sea) will seek complementarity in producing these resources,
- exporting countries will set maximum export levels for 20 years to amortize the infrastructure that will have to be built (e.g. Iraq and Iran).

The scenarios presented show anticipated trends rather than actual conditions.

Based on current reserves and existing shipping/construction capability, world production will peak at about 3.3 Tm³. It continues to be constrained by export capacity. Nearly one-third of current and future reserves are located in countries located far away from consumer markets (Qatar and Iran) and some of these countries are land-locked (Azerbaijan, Turkmenistan and Kazakhstan), which poses serious problems.

Fig. 5 - Gas production scenarios as a function of efforts undertaken to produce them



Source: IFP

If contingent resources and anticipated "certain" discoveries are brought onstream with *ad hoc* shipping infrastructure and equipment, world production could reach 4 Tm³ by about 2025.

The discovery and development of the gas contained in complex accumulations could boost output to 4.3 Tm³ by 2025 (including probable resources) or 4.5 Tm³ by 2030 (including possible resources).

With the unconventional gas resources located outside the United States, it might be possible to briefly postpone these peaks and, more importantly, to cushion the production declines that follow them.

Conclusion: natural gas

The figure of 175 Tm³ for current reserves, which is not disputed, is still sufficiently high (nearly 60 years of current consumption) to obviate the fear that world production will decrease due to a scarcity of reserves in the next ten years. The prospects of discovering further large volumes are real, both in key producing regions and in areas that have seen little or no exploration (e.g. in ultradeep zones onshore and offshore and in the Arctic). The current figure for current reserves of 175 Tm³ could climb to 213 Tm³ by taking into account the contingent resources and "certain" undiscovered resources and to 244 Tm³ by adding the probable undiscovered resources. If one were to go further and add the several dozens of Tm³ of unconventional gas, outside the United States and Canada, the estimate could be as high as 261 Tm³. For the latter, a great deal of research is needed to get a clearer idea of what resources are there and what their real potential might be.

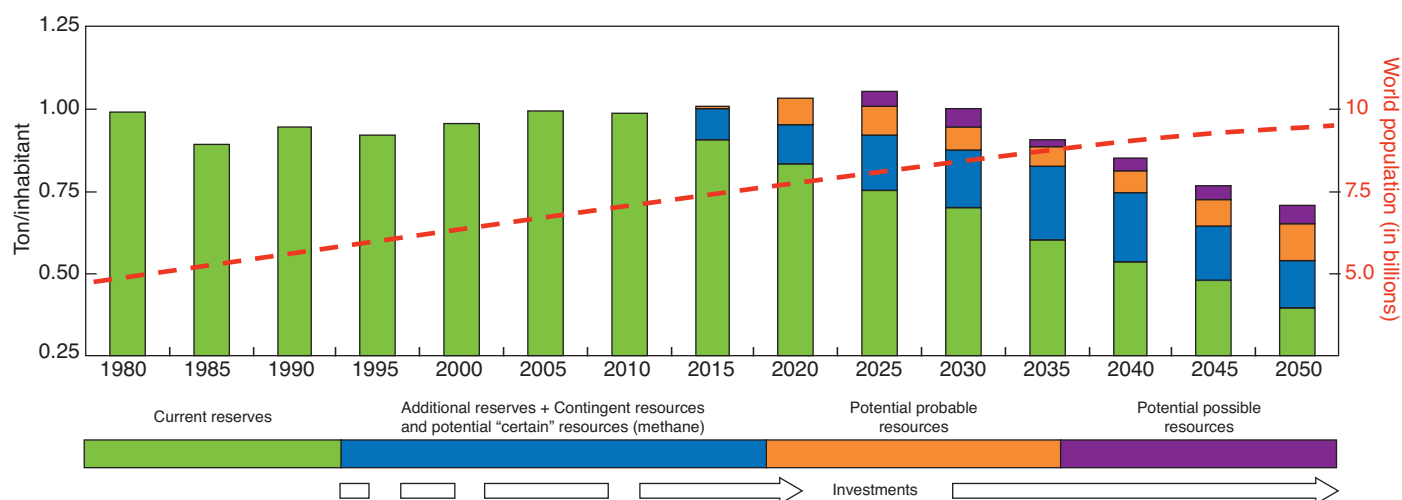
Although the approximately 300 Tm³ of anticipated ultimate reserves corresponds to about 100 years of consumption at the current rate, world production will grow in step with the construction of large shipping infrastructure. The production scenarios show that gas production might peak at 4 Tm³ by 2025 or at 4.5 Tm³ by 2030. The recovery of unconventional gas in importing countries could prove to be a growing trend in the years to come. As for methane hydrates, it does not seem likely that they will be developed to any significant extent in the next two decades.

Conclusion: hydrocarbons (oil and natural gas)

Given the dominance of fossil energies in the world energy balance and the inertia inherent to energy systems, it is imperative to keep mobilizing new reserves in the

Update on hydrocarbon resources - 2 - Natural gas

Fig. 6 - World hydrocarbon availability, average per capita 1980 to 2050



Source: IFP

decades to come. The 21st century will be a period of energy transition during which our society, highly dependent on fossil fuels, will develop the diversity of its energy supplies. The transition will have to be controlled (without shocks to the economy) and will continue to make a substantial call upon oil and gas.

The availability of reserves continues to be a matter of vital concern. It's a fact that the supply of fossil resources beneath the surface of the earth is finite and that production cannot keep growing at the same rate forever. Reviewing the current reserves of petroleum liquids and methane, as well as the estimated future unproduced reserves, shows that nearly half of all hydrocarbons will continue to be concentrated in three countries: Saudi Arabia, Iran and Russia. The published production scenarios indicate that the world production profile will evolve as a function of the efforts undertaken to mobilize

different types of reserves. The effect of recovering unconventional resources will be to slow down the decline of production more than to raise its maximum level.

Today, world hydrocarbon availability averages one ton per capita. Between 2015 and about 2030, this average can only be sustained by tapping new reserves (Figure 6). After 2030, unconventional resources should arrive more or less massively on the energy scene and help slow the decline of the hydrocarbon supply.

It has become crucial to bring future hydrocarbon reserves into production. This would gain time for the development of alternative energy sources and help ensure a controlled energy transition.

Yves Mathieu

Final draft submitted in November 2009

Contact : Roland Vially - roland.vially@ifp.fr