

L'évolution des réserves disponibles en hydrocarbures : historique et tendances



Olivier APPERT (CM71)

Président-directeur général d'IFP Energies nouvelles

Les hydrocarbures, pétrole et gaz naturel, tiennent une place importante dans le bilan énergétique mondial. Ils représentent en 2011 près de 58% de la consommation totale d'énergie primaire, une proportion qui a peu évolué sur les vingt dernières années, alors que parallèlement la consommation d'énergie des habitants de la planète, tirée principalement sur la dernière décennie par les pays émergents, augmentait de plus de 50%.

Les deux dernières décennies ont été régulièrement ponctuées par les questionnements sur la raréfaction des ressources fossiles et l'annonce récurrente d'un très prochain plafonnement de la production pétrolière.

En 2013, qu'en est-il des réserves de pétrole et de gaz naturel ? Quelles évolutions ont marqué les deux dernières décennies ? Qu'attendre dans un futur proche ?

L'évolution des réserves de 1991 à 2011

Les sources régulièrement prises pour référence estiment les réserves mondiales actuelles à 1653 milliards de barils - Gb -, (BP Statistical Review) pour le pétrole, et 196 000 milliards de mètres cubes - Tm³ - (CEDIGAZ) pour le gaz naturel. Malgré une consommation importante et croissante depuis vingt ans, les réserves ont augmenté, pour les liquides comme pour le gaz, de plus de 55% depuis 1991, avec des progressions très fortes pour certaines régions.

Entre 1991 et 2011, toutes les régions du monde ont vu leurs réserves pétrolières augmenter, mais celles du continent américain (Amérique du Nord et Amérique du Sud) et de l'Afrique ont connu les évolutions les plus fortes : une multiplication par trois pour le premier et un doublement pour le deuxième. Pour le gaz naturel, les vingt dernières années ont été marquées par l'émergence de plusieurs nouveaux pays dans le peloton de tête des états les plus richement dotés en gaz naturel. Le Qatar est devenu, grâce au développement du champ géant North Field découvert en 1971, le 3^{ème} pays

au monde sur le plan des réserves et l'exploration et les développements offshore ont permis la montée en puissance de pays comme l'Egypte et l'Australie.

Ces évolutions n'ont cependant pas modifié fondamentalement le poids du Moyen-Orient sur la scène pétrolière et gazière mondiale. La région concentre encore aujourd'hui près de la moitié des réserves de pétrole et 40% de celles de gaz naturel.

La place grandissante des hydrocarbures dits non conventionnels

Bien qu'il n'existe pas de définition stricte de l'ensemble pétroles et gaz non-conventionnels, on considère généralement sous ce terme aujourd'hui, les hydrocarbures difficiles à extraire, soit parce qu'ils se trouvent dans des couches très peu perméables, soit parce que leur nature même les rend peu ou pas mobilisables : pour les liquides, les pétroles lourds et extra-lourds, les sables asphaltiques, les huiles de schiste, les schistes bitumineux ; pour le gaz naturel, les gaz de réservoirs compacts, les gaz de houille, gaz de schiste et les hydrates de méthane.

Sur les vingt dernières années, le développement des pétroles et gaz non-conventionnels a représenté une part importante du renouvellement et de l'augmentation des réserves mondiales.

Pour le pétrole, l'exploitation des sables asphaltiques au Canada et des bruts lourds et extra-lourds au Venezuela a fortement contribué à la multiplication par un facteur 4 à 5 des réserves de ces deux pays depuis le début des années 1990. Le Venezuela est aujourd'hui le premier état du monde en termes de réserves pétrolières et le Canada affiche des volumes qui dépassent ceux de l'Irak ou de l'Iran.

Plus récemment, le développement des hydrocarbures de roches mères aux États-Unis constitue un autre bouleversement. Il a permis au pays d'augmenter de 20% ses réserves de gaz en l'espace de quelques années et d'identifier un potentiel de ressources encore plus important. La production nationale est passée de 17 Gm³ en 2005 à plus de 100 Gm³ en 2010, une tendance à la hausse qui devrait se poursuivre dans le futur et qui modifie totalement le marché gazier sur la zone, et au-delà dessine de nouvelles perspectives pour l'activité économique et industrielle du pays. L'impact ne se limite pas au gaz naturel, le développement

des huiles de roches mères et les liquides associés au gaz de schiste changent également la donne pour les hydrocarbures liquides en inversant la tendance à la baisse observée depuis le milieu des années 1980 : la production, qui était passée de 11 Mb/j en 1985 à 7 Mb/j environ en 2005, se situe désormais autour de 9 Mb/j.

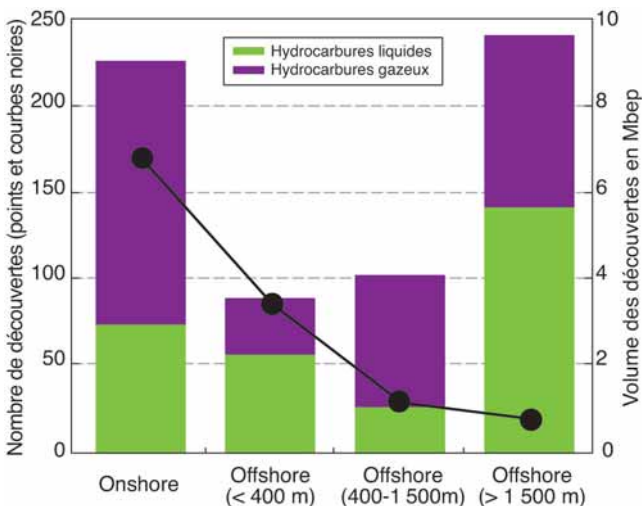
Le développement de l'offshore profond et ultra-profond

Sur les deux dernières décennies, l'amélioration des outils de prospection sismique, les progrès réalisés dans la connaissance, la modélisation des bassins sédimentaires (reconstitution de l'histoire géologique et pétrolière d'un bassin) et en matière d'équipements de production se sont poursuivis permettant d'élargir encore les champs de l'exploration. La connaissance des bassins maritimes et les progrès continus depuis 50 ans dans les techniques d'exploration et de production en mer ont permis des découvertes dans des hauteurs d'eau croissantes et contribué à faire émerger de nouvelles puissances pétrolières et gazières.

En Afrique de l'ouest, les chiffres de réserves de pétrole du Nigeria et de l'Angola se sont accrus de respectivement 17 Gb et 12 Gb depuis le début des années 1990. Au Brésil, les découvertes dans des zones de plus en plus profondes et complexes se sont succédées, avec notamment la mise à jour en 2006 du champ de Tupi - par plus de 2 000 m de hauteur d'eau et 5 000 m d'épaisseur de sédiments - et plus récemment de Carioca, deux gisements dont les réserves se chiffrent pour chacun à plusieurs milliards de barils équivalent pétrole.

Ces toutes dernières années, le poids de l'offshore profond et ultra-profond dans les nouvelles découvertes s'est même accru. Ainsi en 2011, les 22 découvertes recensées par plus de 1 500 mètres de hauteur d'eau concentraient les deux tiers des volumes d'hydrocarbures mis à jour (figure 1) sur l'année.

Figure 1 : la répartition des découvertes 2011 par type de gisement



Source : Wood Mackenzie

L'accroissement des prix et des investissements sur les dix dernières années

Depuis le début du XXI^{ème} siècle, l'accroissement des prix du brut (de 28\$/b en 2000 à 111\$/b en 2011 pour le Brent) et du gaz naturel a permis le développement de ressources jusqu'alors non économiques, hydrocarbures non-conventionnels ou complexes et techniques. Avec un prix du Brent se maintenant durablement au-dessus de 100 \$, l'exploitation de ressources chères dont le coût de développement se situe entre 50 et 80 \$/b devient possible.

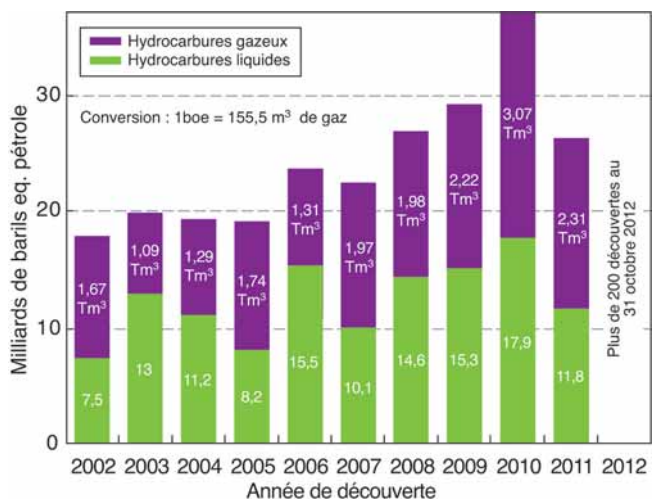
L'augmentation des prix du pétrole et du gaz naturel s'est également traduite par une hausse des investissements d'exploration, qui en 2012 ont atteint près de 80 G\$, soit un montant 4 fois plus élevé qu'il y a dix ans.

Cette accélération de l'activité a contribué à l'émergence de nouvelles provinces pétrolières et gazières, en Méditerranée avec le bassin du Levant ou en Afrique de l'est avec le bassin de Rovuma.

Les découvertes de pétrole conventionnel faites sur la période de 2006-2011 ont été en moyenne de 14 Gb par an, l'équivalent de 40% de ce qui a été consommé sur la période. À ces volumes se sont ajoutées les réévaluations faites chaque année des découvertes plus anciennes et celles au développement des pétroles non-conventionnels. En tout, les réserves pétrolières mondiales ont augmenté de près de 4% par an.

Pour le gaz naturel, les nouvelles découvertes ont représenté sur cette période 65 % de la consommation mondiale dans le même intervalle (Figure 2).

Figure 2 : estimation des nouvelles découvertes entre 2002 et 2012



Source : Wood Mackenzie

Un risque de pic à l'avenir ?

À moyen terme, le niveau relativement élevé des prix (exception faite de celui du gaz aux États-Unis) qui permet le développement de ressources onéreuses, et l'activité d'exploration-production soutenue de ces dernières années, devraient assurer la poursuite des tendances récentes en termes de mobilisation de nouvelles réserves.



À plus long terme, se pose le problème du plafonnement de la production.

Concernant les hydrocarbures liquides, l'AIE a publié fin 2012 (WEO 2012) des données détaillées de ressources pétrolières techniquement récupérables. Elles font état d'un potentiel de 5 870 Gb dont 2 200 Gb d'huiles conventionnelles, 430 Gb de liquides de gaz naturel, 1880 Gb de pétroles lourds et extra-lourds et 240 Gb d'huiles de schiste (probablement sous évaluées). Sur la base du même rapport de l'AIE, la consommation pétrolière passerait dans le scénario de référence «*New Policies*» de 32 Gb par an (88 Mb/j) en 2011 à 34 Gb (93 Mb/j) en 2035. Le total cumulé se situerait ainsi à environ 820 Gb, soit 14% du potentiel mobilisable. En supposant une stabilité de la consommation au-delà de 2035, ce qui reste à établir, il faudrait 60 ans pour entamer la moitié du potentiel. Le risque de pic à court terme, si l'on considère ces chiffres, est peu probable.

En revanche, les pétroles conventionnels, qui représentent une production annuelle de 25 Gb, seront soumis à une pression croissante, très forte même sur les 10 à 20 ans à venir. C'est probablement là que se situe l'enjeu essentiel pour le marché pétrolier si la demande reste soutenue sur les vingt prochaines années. Il s'agira en effet de compenser ce déclin progressif par des pétroles non conventionnels, type huiles lourdes ou huiles de schiste : un défi technologique et environnemental.

La situation pour ce qui est du gaz naturel est plus confortable. Les ressources techniquement récupérables à terme sont estimées à 790 Tm³ dont 60% pour le gaz conventionnel et 40% pour les gaz non conventionnels incluant 200 Tm³ pour le gaz de schiste. La consommation annuelle mondiale se situe à 3,3 Tm³ et pourrait atteindre 4,9 Tm³ en 2035 si l'on se fonde sur le scénario AIE de référence (WEO 2012). À cet horizon, le cumul se situerait à 110 Tm³, soit 23% des seules ressources conventionnelles. L'enjeu principal restera de pouvoir investir suffisamment et à un rythme adapté pour faire face à l'accroissement de 1,6% par an de la demande. C'est plus par ce biais que les risques de tension peuvent se révéler, et moins du fait d'une pénurie de ressources.

En dépit de l'accroissement continu de la consommation, les réserves d'hydrocarbures ont continué d'augmenter sur les vingt dernières années.

À court terme, les risques de tension ne se situent pas dans les volumes techniquement et économiquement accessibles, mais plutôt dans l'inégale répartition des réserves à la surface du globe. Le développement des hydrocarbures techniques et des non-conventionnels change aujourd'hui la donne : l'exemple des États-Unis, qui abaissent leur taux de dépendance du fait du développement des hydrocarbures de roches mères, en est l'illustration.

À plus long terme, le ralentissement de la consommation pétrolière, déjà très net dans les pays de l'OCDE du fait des mesures prises en matière d'efficacité énergétique, notamment dans les transports, pourrait conduire à un plafonnement de la demande : un «*Peak demand*» plutôt qu'un «*Peak oil*».

Pour le gaz naturel, les ressources techniquement et économiquement récupérables posent encore moins de problème. Et du côté de la demande, les avantages du gaz par rapport au charbon sur le plan environnemental, les interrogations sur le nucléaire qui en freine le développement et l'accroissement des énergies renouvelables intermittentes dans la production d'électricité marquent plutôt le début de l'«*âge d'or*» pour cette énergie. ■

Références bibliographiques :

- Hureau (G.), Vially (R.), Le renouvellement des réserves de pétrole et de gaz, IFP Energies nouvelles, Panorama 2013.
www.ifpenergiesnouvelles.fr/publications/notes-de-synthese-panorama/panorama-2013
- Vially (R.), Maisonnier (G.), Rouaud (T.), *Hydrocarbures de roches mères – État des lieux*, IFP Energies nouvelles, Janvier 2013.
www.ifpenergiesnouvelles.fr/publications/etudes-disponibles
- Vially (R.), *Les hydrocarbures non-conventionnels : évolution ou révolution ?*, IFP Energies nouvelles, Panorama 2012.
www.ifpenergiesnouvelles.fr/publications/notes-de-synthese-panorama/panorama-2012
- Serbutoviez (S.), *Les hydrocarbures offshore*, IFP Energies nouvelles, Panorama 2012.
www.ifpenergiesnouvelles.fr/publications/notes-de-synthese-panorama/panorama-2012
- World Energy Outlook 2012, OECD/IEA, 2012.