

Les perspectives des hydrocarbures non conventionnels

Le point de vue de Total

La vision des hydrocarbures non conventionnels s'est fortement modifiée au cours des trente-cinq années écoulées. La production de pétrole en mer, même à de faibles profondeurs, a été considérée comme non conventionnelle, lors de son démarrage, à la fin des années 1970. Aujourd'hui, les productions *offshore* considérées comme non conventionnelles sont celles opérées à grande profondeur ou celles qui posent des problèmes spécifiques (par exemple, de température ou de pression). Mais, dans le même temps, le rôle joué par ces hydrocarbures s'est fortement accru par rapport au pétrole et au gaz conventionnels, et ce rôle ne devrait cesser de s'accroître dans le futur.

Par Jean-Jacques MOSCONI*

En effet, la concentration géographique assez forte des réserves conventionnelles de pétrole et de gaz, combinée à la volonté des pays qui les détiennent de ne les développer que très progressivement, conduit à rechercher des sources nouvelles d'hydrocarbures liquides ou gazeux. Les compagnies internationales, qui n'ont généralement pas un accès naturel à des ressources importantes, sont fortement intéressées au développement des hydrocarbures non conventionnels.

L'éventail du « non conventionnel » s'est largement déployé. Aujourd'hui, il va du pétrole en mer profonde aux biocarburants, en passant par les bruts extra-lourds et les *coal to liquids* ou les *gas to liquids*, qui sont des produits pétroliers obtenus par liquéfaction du charbon et du gaz naturel. Une compagnie de taille mondiale comme Total ne peut manquer de s'intéresser à l'ensemble de ces types d'hydrocarbures, dont les caractéristiques, les modes de production, les traitements ou encore la valorisation sont très divers. Les biocarburants, par exemple, sont à l'extrémité de la palette, mais une *major* ne peut pas se permettre d'ignorer des liquides qui contribueront de manière significative à l'offre de produits pétroliers, même s'il s'agit d'une part qui devrait rester minoritaire à l'horizon des vingt ou trente prochaines années.

La production des hydrocarbures non conventionnels est en général difficile : elle nécessite des projets complexes aux coûts élevés, qui contribuent à déterminer le prix de l'énergie à moyen-long terme. Ainsi, dans le cas du pétrole, ce sont aujourd'hui les projets *offshore* très profonds et les projets d'huile extra-lourde qui définissent la production marginale de pétrole et qui justifient des prix, en tendance à moyen terme, supérieurs à 70-80 \$/baril.

Le développement de nouvelles opportunités conduit une compagnie comme Total à être présente dans tous les domaines-frontières et à offrir des compétences technologiques quelle que soit la source de pétrole ou de gaz concernée.

Quelles ressources, pour les hydrocarbures non conventionnels ?

L'analyse des ressources de pétrole et de gaz naturel est un exercice délicat, qui a parfois conduit à des remises en cause importantes. Le pétrole conventionnel est relativement bien connu et il joue un rôle qui se restreint progressivement, si l'on garde la même définition pour les hydrocarbures non conventionnels. L'analyse des hydrocarbures non conventionnels est vaste et dépend des technologies. L'estimation des réserves est difficile, avec une information qui reste souvent très partielle.

Total estime aujourd'hui les ressources d'hydrocarbures liquides à plus de 2 000 milliards de barils (soit près de soixante-dix ans de réserve, avec le niveau de production d'aujourd'hui), et les ressources de gaz à 2 500 milliards de barils équivalent pétrole (soit environ cent trente-cinq ans de réserve, avec le niveau de production d'aujourd'hui). En 2030, la production estimée de liquides (y compris les biocarburants et les liquides tirés du charbon et du gaz) devrait être voisine de 100 millions de barils par jour. Celle de gaz naturel sera proche de 80 millions de barils équivalent pétrole par jour.

Depuis moins de trois ans, les ressources d'hydrocarbures non conventionnels ont été fortement réévaluées : environ la moitié des ressources de gaz naturel et la moitié des

ressources de pétrole brut peuvent être considérés comme non conventionnelles.

Parmi les liquides non conventionnels, trois doivent être traités spécifiquement, car leurs ressources ne dépendent en rien des hydrocarbures « naturels ». Il s'agit des biocarburants, des *coal to liquids* et des *gas to liquids*, qui pourraient permettre de prolonger dans le futur la production d'hydrocarbures liquides. Nous allons examiner successivement ces trois types de produits.

Les biocarburants

Les biocarburants, tirés de matières végétales, fournissent des substituts ou des compléments aux produits pétroliers existant. La vision de Total est que leur production restera assez marginale à un horizon de plusieurs décennies, et ne pourra jamais se substituer complètement aux autres sources d'hydrocarbures. En effet, les ressources végétales sont relativement limitées, l'utilisation énergétique de produits agricoles (sucre, maïs,...) est en concurrence avec les besoins alimentaires, l'utilisation de ressources peu concentrées pose des problèmes de logistique, les ressources en terre arable sont finies... La production d'éthanol à partir de canne à sucre, au Brésil, semble aujourd'hui la seule solution concurrentielle, même avec un prix du brut de 100 \$/baril : en effet, cette production ne pose que modérément la question de la limitation des ressources, les zones potentielles de développement au Brésil restant importantes, même sans toucher à la forêt amazonienne. L'utilisation d'autres végétaux, comme le maïs, le blé ou la betterave à sucre, est vite limitée et reste très coûteuse. Pour le biodiesel, le colza voit son impact limité par son faible rendement et l'huile de palme (qui conduit, trop souvent, à la disparition de la forêt native) est une solution qui doit être maîtrisée afin de préserver la biodiversité.

Mais les technologies sont en cours d'évolution et Total s'intéresse, par exemple, aux procédés qui permettront de fournir non seulement de l'éthanol, mais aussi des produits plus sophistiqués et à plus forte valeur ajoutée.

L'utilisation des algues pourrait accroître nettement le potentiel de ces nouveaux carburants, mais cette solution en est encore au stade de la recherche. La vision de Total est qu'à l'horizon 2030, exprimée en équivalent pétrole, la production de biocarburants devrait rester inférieure à 4 % de la production pétrolière, soit un peu plus de 3,5 millions de barils/jour.

Le Coal To Liquids

Les liquides tirés de la liquéfaction du charbon (*coal to liquid* - CTL) sont sans doute une solution de très long terme pour la production de liquides pétroliers, compte tenu des ressources très importantes de charbon, qui sont largement supérieures à celles de pétrole ou de gaz naturel. Se pose néanmoins la question de l'efficacité énergétique du procédé et des émissions de CO₂, le rendement de la liquéfaction étant de l'ordre de 50 %. De tels dispositifs, fortement capitalistiques, ne se généraliseront dans les

pays développés que si une démarche de captage-stockage réduit la quantité de CO₂ émise dans l'atmosphère lors de la transformation. Il s'agit d'un dispositif complexe, qui suppose que soient résolues les questions de stockage du CO₂. Total participe en Chine à un projet de transformation de charbon en oléfines (éthylène et propylène), comprenant une unité de gazéification du charbon, suivie d'une transformation du gaz de synthèse (*syngas*) en méthanol, puis de la production d'oléfines grâce à un procédé co-développé par Total. Des études sont actuellement en cours sur le captage et le stockage du CO₂ produit.

Le Gas To Liquids

Dans le même esprit, il faut ajouter la production de liquides à partir du gaz naturel (*gas to liquid* - GTL), qui est lui aussi un processus fortement consommateur d'énergie. Une différence importante entre le prix du gaz et celui du pétrole peut rendre cette opération attractive. Mais, si le traitement des émissions de CO₂ doit être pris en compte, cette technologie très fortement capitalistique devient encore plus complexe.

A l'horizon 2030, le GTL et le CTL ne devraient représenter que moins de 5 % du mix pétrolier. Il n'est cependant pas exclu que leur rôle se développe au-delà de cet horizon.

Les pétroles non conventionnels

Les pétroles non conventionnels représentent une part importante des ressources d'hydrocarbures liquides. L'analyse de Total montre que les pétroles non conventionnels représentent plus de la moitié des ressources totales, si l'on y intègre les schistes bitumineux pour un peu moins de 1 000 milliards de barils. Hors schistes bitumineux, les pétroles non conventionnels représentent environ un tiers des ressources de « liquides ».

Les schistes bitumineux

Les schistes bitumineux (*oil shale*) ne sont pas réellement des hydrocarbures, mais des kérogènes, c'est-à-dire des chaînes organiques longues qui ne sont pas encore devenues des hydrocarbures et qui restent présentes dans la roche-mère. Ces ressources sont très importantes, même si elles ne sont pas encore exploitables : elles représentent près de 30 % (de l'ordre de 900 milliards de barils) des ressources totales.

Total s'intéresse aux schistes bitumineux au travers de sa filiale américaine AMSO (*American Shale Oil*), qui étudie la possibilité de produire cet *oil shale* par combustion en sous-sol, et récupération par convection. Mais les technologies demanderont encore de nombreuses années pour être opérationnelles, et leur rôle ne devrait être que marginal à un horizon de vingt ans.

Les huiles extra-lourdes

Les huiles extra-lourdes (sables bitumineux, au Canada) représentent environ 20 % des ressources totales de

« liquides », soit environ 600 milliards de barils. Elles sont concentrées au Canada et au Venezuela, même si d'autres pays (Nigeria, Russie, Colombie,...) possèdent eux aussi des ressources de bruts extra-lourds.

Une des conditions de l'amélioration de leur taux de récupération est le développement de la production chaude, un procédé dans lequel de la chaleur est injectée dans le sous-sol pour rendre plus fluide le bitume (lorsque la production se fait *in situ*, et non par production minière).

Total participe à la fois à la production au Venezuela et au Canada (voir l'article de Jean Michel Gires, dans ce numéro de *Responsabilité & Environnement*).

La production de brut extra-lourd pourrait atteindre près de 8 % de la demande en 2030, soit environ 8 millions de barils/jour.

Le pétrole offshore profond

Les ressources d'*offshore* profond (plus de 400 mètres de profondeur) sont relativement marginales par rapport au pétrole en *shallow water*, c'est-à-dire à faible profondeur. Mais ce sont des ressources importantes pour les compagnies internationales, car elles sont géographiquement mieux réparties que le pétrole conventionnel. De plus, elles sont généralement situées dans des pays où l'accès est plus ouvert. Elles ont donc connu des rythmes de développement importants, proches de 10 % par an sur ces dix dernières années.

Les ressources de pétrole offshore profond sont présentes dans cinq grandes zones, la dernière restant la moins certaine : le Golfe du Mexique, le golfe de Guinée depuis l'Afrique de l'Ouest jusqu'à l'Angola, les côtes du Brésil allant jusqu'à la Guyane, en Europe, l'ensemble mer du Nord+ mer Noire, et enfin l'Océanie (Indonésie, Malaisie, Australie...).

Le potentiel estimé est de l'ordre de 200 milliards de barils, à répartir entre pétrole en mer profonde et pétrole en mer très profonde. La production de pétrole en *offshore* profond pourrait atteindre près de 13 millions de barils/jour en 2030 (contre 7 millions de barils/jour, aujourd'hui).

Des découvertes récentes ont accru le potentiel de ces hydrocarbures à grande profondeur. La découverte de champs pré-salifères au Brésil a modifié notre vision et il semble possible d'envisager l'existence de champs similaires au sud de l'Angola.

Il est possible également que des ressources plus importantes soient présentes dans d'autres zones, comme le Golfe du Mexique, la difficulté résidant, pour l'ère pré-salifère, dans l'analyse des informations disponibles, l'analyse sismique étant masquée par la présence de sel.

Une production importante est à attendre au Brésil, qui devrait devenir un exportateur de pétrole, même si ce développement devrait être coûteux et progressif, car il nécessite le forage de nombreux puits, en raison de la profondeur et de la concentration limitée du champ pétrolier. La production potentielle *offshore* du Brésil devrait dépasser les 3 millions de barils/jour à l'horizon 2030.

Le pétrole et le gaz arctiques

Ce sont, dans l'absolu, des hydrocarbures conventionnels, mais leurs conditions de production difficiles, dans un environnement très spécifique, justifient qu'on les différencie. Les hydrocarbures arctiques ont un potentiel important (pour le pétrole, de l'ordre de 200 milliards de barils).

Compte tenu de la complexité technique, des difficultés de logistique liées aux conditions climatiques et de l'adaptation des équipements à ces conditions extrêmes (*winterisation*), leur développement sera progressif.

Total s'intéresse néanmoins fortement à ces ressources (en particulier gazières) en Russie, car elles sont susceptibles de contribuer à assurer l'alimentation de l'Europe en énergie.

Le tight oil

On peut signaler l'apparition d'une nouvelle catégorie de « liquide », le *tight oil*, qui est assez comparable au gaz de schiste. Il s'agit de poches de liquides contenues dans des réservoirs carbonatés très peu perméables, nécessitant d'utiliser des technologies similaires à celles utilisées dans l'exploitation du gaz de schiste (puits horizontaux, fracturation hydraulique). Cette ressource connaît un développement assez rapide aux Etats-Unis, dans la zone de Bakken (Etats du Dakota du Nord et du Montana).

Sa production potentielle est importante, puisqu'elle est proche de 500 000 barils/jour aux Etats-Unis aujourd'hui, et qu'elle pourrait dépasser 1 million de barils/jour dans les prochaines années, contribuant à stopper le déclin de la production américaine. Il est trop tôt pour savoir quel sera l'impact de ces nouvelles ressources en dehors de l'Amérique du Nord.

Le gaz non conventionnel

Il existe trois formes principales de gaz non conventionnel : le gaz de charbon (*coalbed methane*), le *tight gas* et le gaz de schiste. Ces gaz sont contenus dans des roches généralement peu perméables, ce qui nécessite de nombreux puits de forage avec des productions faibles.

L'évaluation des ressources exploitables est difficile, car il n'y a pas encore eu d'exploration systématique. Celle des réserves est encore plus délicate, car il n'y a pas de forages systématiques dans les zones potentielles, qui permettraient une évaluation des coûts.

Globalement, l'estimation de Total est que 50 % des ressources totales de gaz, soit environ 1 200 milliards de barils équivalent pétrole sur 2 500 (soit encore 6 500 milliards de mètres cube sur 13 000) correspondent à ces gaz non conventionnels. Cette estimation récente est en forte hausse, non seulement en raison de la révolution du gaz de schiste engagée aux Etats-Unis, mais aussi en raison du développement attendu du gaz de charbon en Australie.

Le gaz de charbon (*coalbed methane*) :

Le gaz de charbon est le gaz absorbé dans les veines de charbon sous la pression de l'eau présente au voisinage du charbon. Ce gaz a un mode de production spécifique, car il faut d'abord extraire l'eau contenue dans la veine de charbon, ce qui peut exiger plusieurs mois de pompage avant la production du gaz (production initialement croissante). Ce procédé conduit à la production d'un gaz présentant une pression modérée, et très sec.

Les principales zones de production sont les Etats-Unis (en particulier dans les Rocheuses) et l'Australie.

Le coût de production est supérieur à celui du gaz conventionnel, mais il est compétitif dans des régions consommatrices comme les Etats-Unis, et il est même suffisamment bas, en Australie, pour permettre son exportation sous forme de GNL.

La présence de gaz de charbon est attendue dans les zones où il y a de fortes réserves de charbon : en premier lieu, en Chine, mais aussi dans des pays comme l'Indonésie ou la Russie.

Le potentiel est de l'ordre de 25 % du gaz non conventionnel (soit 250 milliards de barils équivalent pétrole), et il devrait contribuer à satisfaire la demande de gaz en Chine, où il pourrait être développé avant le gaz de schiste.

Le gaz de réservoir compact (*tight gas*)

Même s'il a été le premier gaz non conventionnel à être développé, le *tight gas* est celui qui connaît aujourd'hui le moins d'essor, en raison de la très faible productivité des puits. Aux Etats-Unis, où il a été développé en premier lieu, il paraît aujourd'hui moins compétitif que le gaz de schiste et une remontée du prix du gaz semble nécessaire pour qu'il connaisse un nouveau développement.

Le potentiel du *tight gas* est de l'ordre de 20 % du gaz non conventionnel, soit 200 milliards de barils équivalent pétrole.

Le gaz de schiste (*shale gas*)

Développé d'abord dans le Barnett shale au Texas, depuis plus de quinze ans, le procédé d'extraction du gaz de schiste vise à récupérer un gaz qui n'a pas encore migré de la roche-mère. La productivité du gaz de schiste s'est très fortement développée ces dernières années, grâce à des innovations en matière de forage, en particulier avec le recours au forage horizontal, qui permet de suivre la roche-mère, et l'industrialisation du mode de forage, permettant d'en réduire fortement la durée et le coût. Le second type d'innovation concerne l'accès à la ressource dans les roches très peu perméables, avec une efficacité accrue des processus de fracturation hydraulique, visant la récupération du gaz contenu dans un rayon de 50 à 100 mètres autour du puits horizontal, à une profondeur comprise entre 1 500 et 2 500 mètres (soit bien au-dessous des nappes phréatiques, situées à moins de 100 mètres du sol).

L'amélioration de la récupération du gaz conduit à des profils de production très typés, dans lesquels le taux de déclin est important. Le gaz de schiste est un gaz qui permet de réagir rapidement à un surcroît de demande, à condition que la logistique de transport de gaz existe et soit facile à mettre en place, en tenant compte du fait que le temps de forage est court si de nombreux outils de forage sont disponibles.

L'expansion a été très forte aux Etats-Unis et au Canada : de très nombreux gisements nouveaux ont été découverts, puis mis en exploitation très rapidement. Cela a conduit pratiquement la zone Amérique du Nord à l'autosuffisance, compensant le déclin du gaz conventionnel. De ce fait, les importations de GNL sont restées à un niveau très bas. La croissance devrait se poursuivre aux Etats-Unis, où la production attendue devrait être supérieure à 50 % de la production totale de gaz naturel en 2030.

Aux Etats-Unis, les coûts de production du gaz de schiste sont inférieurs à ceux des autres formes de gaz naturel. La disponibilité de ce gaz a conduit à une baisse du prix de marché du gaz américain (le « Henry Hub ») et à maintenir des écarts de prix très importants avec les marchés du gaz européen et asiatique. Le prix « Henry Hub » est aujourd'hui (mai 2011) environ à la moitié du prix spot au Royaume-Uni (le *National Balancing Point*) et presque trois fois inférieur au prix d'importation sur le marché japonais.

Ce prix très bas aux Etats-Unis conduit les compagnies productrices de gaz de schiste à privilégier les gisements où le gaz est associé à des liquides et où, en raison du différentiel de prix important entre pétrole et gaz, la production de liquides contribue à financer celle du gaz.

Le potentiel mondial du gaz de schiste est très élevé, puisqu'il correspond à 55 % du gaz non conventionnel (soit 750 milliards de barils équivalent pétrole).

Le potentiel est très fort dans des régions très consommatrices d'énergie (Chine, Europe), mais aussi dans des zones comme l'Afrique du Nord ou l'Argentine. Un développement important est attendu en Chine, peut-être en Europe de l'Est (en particulier en Pologne et en Ukraine), ainsi que dans des pays qui cherchent à diversifier leur approvisionnement en gaz.

Les questions environnementales pourraient peser plus lourd, y compris dans certaines parties des Etats-Unis ou du Canada ; elles sont liées au nombre important de puits, à l'impact en termes d'occupation des sols et aux impacts potentiels de la fracturation hydraulique. Mais l'utilisation de produits utilisés par les industries agro-alimentaires pour cette fracturation pourrait favoriser l'acceptabilité de ce nouveau vecteur énergétique, qui permettra de renforcer le poids du gaz dans le mix énergétique à moyen-long terme.

Total s'intéresse à ces trois nouvelles formes de gaz : le gaz de charbon (en Australie, dans le projet Gladstone LNG), le *tight gas* (en Chine, dans le projet Sulige) et, enfin, le gaz de schiste. Le groupe a en effet pris des positions, aux Etats-Unis, dans le Barnett shale avec la compagnie gazière Chesapeake, ainsi qu'en Argentine et en Europe (au Danemark et en Pologne).

Conclusion

Comme toutes les grandes compagnies pétrolières et gazières internationales, Total estime que les hydrocarbures non conventionnels joueront un rôle de plus en plus important, ces produits pouvant représenter près du tiers de la production d'hydrocarbures liquides en 2030. Total s'efforce d'acquérir la maîtrise technique de toutes ces ressources, en suivant la voie ouverte en la matière par les Etats-Unis. Ces nouvelles sources d'énergie ont des caractéristiques très différentes en termes de durées d'exploitation (courtes, pour l'*offshore* et pour le gaz de schiste ; longues, pour les bruts extra-lourds et pour les biocarburants, si la ressource en est maîtrisée...), en termes d'impact environnemental et de réponse aux besoins de long terme de l'économie.

La progression très rapide du gaz de schiste aux Etats-Unis constitue une vraie révolution pour le gaz en général, puisqu'elle a permis d'en doubler les ressources et d'amener à prévoir un rôle beaucoup plus important à long terme pour ce produit.

Ces nouvelles ressources, qui contribueront de plus en plus à satisfaire les besoins mondiaux, nécessitent des avancées technologiques toujours plus pointues pour récupérer les hydrocarbures : le domaine de l'*offshore* très profond, dans lequel la maîtrise technologique est un enjeu majeur, en est un exemple manifeste. Cette connaissance des ressources frontières sera de plus en plus le domaine d'expertise des grandes compagnies internationales.

Ce développement aura aussi un impact sur le coût de l'énergie. Les ressources « marginales » que sont le pétrole en mer très profonde ou les bruts extra-lourds nécessitent des investissements de plus en plus importants et ont des coûts marginaux élevés. L'accès aux ressources non conventionnelles contribuera à des prix élevés de l'énergie, même si les mouvements peuvent être plus complexes, comme le montre l'avènement du gaz de schiste aux Etats-Unis.

Note

* Total.