

Réserves de pétrole : des données évolutives en fonction de la technique et de l'économie

Le point par l'IFP

La fin du pétrole n'est pas pour demain. Des inquiétudes se manifestent non seulement sur la stabilité de l'approvisionnement des pays consommateurs mais sur la réalité même des réserves d'hydrocarbures encore accessibles sur la planète.

Ces inquiétudes se nourrissent, entre autres, de l'envolée des cours du brut qui sont passés de 25 dollars en septembre 2003 à plus de 50 dollars aujourd'hui et des déclarations d'une association de spécialistes, l'ASPO (Association for the Study of Peak Oil), pronostiquant un déclin de la production mondiale de pétrole avant 2010.

Or, l'examen des différentes estimations montre une réelle convergence sur l'évaluation des «réserves prouvées». Celles-ci correspondent à 40 ans de consommation au rythme actuel de production.

À ces réserves, dont l'existence est établie avec une certitude raisonnable, peuvent être ajoutées celles contenues dans les gisements restant «encore à découvrir» qui représentent environ 1000 milliards de barils, un volume comparable aux réserves prouvées actuelles. Enfin, une partie des pétroles «non conventionnels» comme les sables asphaltiques et les bruts extra-lourds du Canada et du Venezuela, dont l'exploitation a déjà commencé, représente des quantités équivalentes aux réserves de pétrole conventionnel du Moyen Orient.

Mais ces données sont susceptibles elles-mêmes d'être revues à la hausse en fonction de l'évolution des techniques, notamment du taux de récupération, et des données économiques. Comme on le verra dans le développement ci-après, un prix du baril qui se stabiliserait au-dessus de 30 dollars pourrait rendre accessibles des ressources supplémentaires et assurer la rentabilité de nouvelles filières de production de carburants.

La production de pétrole ne continuera pas d'augmenter indéfiniment puisqu'il s'agit d'une ressource fossile finie à l'échelle de la planète. Le moment où elle commencera à diminuer ne se situe pas l'année prochaine mais plus probablement entre 2025 et 2040, sur la base des réserves de pétrole conventionnel et non conventionnel aux conditions économiques présentes.

Un délai qui donne du temps aux ingénieurs des compagnies pétrolières et des centres de recherche pour réaliser de nouveaux progrès et mettre au point de nouvelles techniques, dans le prolongement du travail qu'ils accomplissent depuis le début de l'histoire du pétrole. Un délai qui devra être utilisé pour :

- repousser encore l'échéance, de manière à donner aux sociétés des pays consommateurs le temps d'adapter leur mode de vie ;
- mettre au point des solutions alternatives comme, par exemple, la production de carburants à partir du gaz, du charbon ou de la biomasse.

La baisse de la production, quand elle interviendra, ne signifiera pas pour autant la fin du pétrole, encore moins la pénurie. On continuera à produire du pétrole pendant de nombreuses années encore, au-delà de la fin du siècle. Mais, bien qu'il soit considéré par les consommateurs comme une «commodité», le pétrole deviendra, de plus en plus, un produit de haute technologie.

Réserves prouvées, probables et possibles

Lorsqu'un gisement de pétrole est décelé à partir de travaux de sismique, puis confirmé par un ou deux forages d'exploration, les techniciens s'efforcent de calculer la quantité d'huile qui pourra être récupérée techniquement et économiquement aux conditions du moment. Ils prennent en compte notamment la taille du réservoir, la porosité des roches qui le constituent et la fluidité de l'huile découverte. Seule une partie du pétrole occupant les pores de la roche réservoir pourra être produite. Le taux de récupération de l'huile en place est, en effet, très variable d'un gisement à l'autre, mais est aujourd'hui en moyenne estimé à 30 %. Près des deux tiers du brut découvert restent donc dans le sous-sol.

Les calculs effectués comportent néanmoins une part d'approximation. *«Si je devais caricaturer, je dirais que la difficulté revient à mesurer les stocks d'un entrepôt en regardant par le trou de la serrure après avoir fait le tour du bâtiment»*, explique Yves Mathieu, géologue, ingénieur de recherche à l'IFP.

Les spécialistes introduisent donc une notion de probabilité de récupération et procèdent à plusieurs chiffrages (*).

Les quantités de pétrole qui ont une probabilité supérieure ou égale à 90 % d'être récupérées, grâce aux techniques actuelles et dans les conditions économiques courantes, sont dites P90 ou encore 1P. Ce sont celles qu'on appelle les «réserves prouvées».

Une deuxième estimation est faite en faisant entrer dans le chiffrage des quantités d'huile plus difficiles à récupérer, de sorte que la probabilité de les remonter à la surface tombe à 50 %. Cette estimation est dite P50 ou 2P. Ce sont les «réserves probables». Enfin, une troisième estimation descend la probabilité à 10 %. Ce sont les «réserves possibles», dites P10 ou encore 3P.

Toutes ces estimations s'appliquent à des gisements parfaitement identifiés et sont précisées, au cours de leur développement, par l'acquisition de données complémentaires qui permettent de réduire les incertitudes de départ (multiplicité des puits, connaissance de plus en plus fine des caractéristiques du gisement, historique de production restreignant de plus en plus les incertitudes sur les réserves restant à produire).

Les réserves prouvées correspondent à une évaluation prudente. *«En pratique, reprend Yves Mathieu, les volumes réels extraits des gisements sont, à terme et dans la plupart des cas, plus proches des réserves probables que des réserves prouvées initialement estimées lors de leurs découvertes»*.

(*) Ils prennent en compte des valeurs élémentaires minimales à maximales pour chacun des paramètres utilisés pour calculer les réserves (porosité, etc.). Les quantités de pétrole obtenues par le produit des valeurs minimales constituent les réserves minimales et ont une probabilité d'existence de 100 %, les quantités de pétrole calculées par le produit des valeurs maximales forment les réserves maximales et ont alors une probabilité d'existence quasiment nulle. Par un continuum de calculs entre les valeurs minimales et maximales les différentes réserves calculées permettent de fournir toute une série de valeurs croissantes mais dont la probabilité d'existence est alors décroissante.

Réserves prouvées et réserves déclarées

Le chiffre des «réserves prouvées» que les compagnies pétrolières occidentales font figurer dans leurs publications obéit à une définition encore plus stricte. Pour répondre aux recommandations des autorités régulant les marchés boursiers, les compagnies ne doivent entrer dans leurs comptes que les réserves restantes dans les gisements en production ainsi que les gisements dont la mise en production a fait l'objet d'un plan d'investissement approuvé par l'ensemble des partenaires associés au projet.

C'est cette exigence qui a conduit Shell à revoir à la baisse le chiffre de ses réserves, non parce que les gisements pris en compte n'existaient pas, mais parce que les programmes d'investissement n'avaient pas encore été votés.

Les réserves publiées par le gouvernement américain concernant les Etats-Unis vont encore plus loin, puisqu'elles ne prennent en considération que les réserves des gisements déjà mis en production. D'autres pays producteurs ont une vision moins stricte et leurs compagnies font entrer dans les réserves prouvées des gisements réels mais dont la mise en production n'a pas toujours fait l'objet de projets précis.

Trois évaluations convergentes sur les réserves prouvées mondiales

La publication statistique la plus connue, BP Statistical Review, organe de référence pour le monde pétrolier et économique, collationne les chiffres officiels de réserves des pays bien que, comme nous l'avons vu, celles-ci ne répondent pas à des définitions identiques. Son évaluation des réserves prouvées de la planète, fin 2003, était de 1 148 milliards de barils, soit 157 milliards de tonnes, quantités correspondant à 41 années de consommation au rythme actuel.

L'United States Geological Surveys (USGS), qui retrace les données pétrolières communiquées par les différents organismes pour les rendre plus homogènes, évalue les réserves prouvées de la planète à 1 000 milliards de barils.

Oil and Gas Journal qui, en plus des réserves sous forme de pétrole liquide, inclut la quasi-totalité des sables asphaltiques du Canada, arrive à 1 265 milliards de barils.

Ces trois estimations sont relativement proches et s'accordent sur des réserves mondiales de pétrole liquide légèrement supérieures à 1000 milliards de barils.

Les réserves des gisements encore à découvrir

Parallèlement à ces évaluations sur les réserves contenues dans les gisements déjà découverts, diverses estimations sont menées sur l'importance des accumulations restant à découvrir. Deux méthodes peuvent être employées pour tenter d'y parvenir.

La première méthode est la méthode de l'explorateur. Elle est la plus précise mais la plus délicate à mettre en œuvre car elle nécessite de disposer de données fines, variées et souvent peu accessibles. Elle consiste à collecter tous les documents qui peuvent être réunis sur un bassin sédimentaire afin d'identifier les sites restant à forer et d'apprécier les réserves qu'ils sont susceptibles de contenir, en les pondérant bien entendu d'un facteur d'incertitude. C'est un travail d'analyse long et onéreux classiquement réalisé par les responsables de l'exploration d'une compagnie avant de se porter candidats sur un permis d'exploration.

L'autre méthode relève de l'analyse statistique. Elle est surtout utilisée par les indépendants et les économistes car plus rapide et peu onéreuse. Elle consiste à collecter les réserves découvertes dans tous les gisements connus, sur chaque bassin pétrolier, et à les cumuler en fonction des années de découverte ou en fonction du cumul des puits d'exploration réalisés. Les résultats obtenus se traduisent sous la forme de «courbes d'écrémages» permettant d'avancer un pronostic sur les quantités de brut restant à découvrir. Ils sont d'autant plus fiables qu'ils s'appuient sur un échantillonnage de découvertes suffisamment nombreuses et représentatives, ce qui est rarement le cas. Les estimations fournies par cette méthode sont donc dans l'ensemble sous évaluées.

L'United States Geological Surveys, qui emploie une trentaine de spécialistes depuis plus de 20 ans, est le seul organisme à réaliser ce type d'études plus ou moins exhaustives et à évaluer à l'échelle mondiale les réserves restant à découvrir par réservoir, par bassin et par pays. Il les estime à environ 1000 milliards de barils pour le pétrole conventionnel.

Des ressources en pétrole «non conventionnel»

A côté de ces gisements de pétrole «conventionnel», déjà découverts ou restant à découvrir, existent d'autres ressources de pétrole dit «non conventionnel». Le pétrole non conventionnel est formé par des hydrocarbures, denses et fortement visqueux, qui nécessitent d'être rendus plus fluides et plus légers pour être produits en quantités suffisantes et économiquement rentables. Il s'agit essentiellement des brut extra-lourds du Venezuela et des sables asphaltiques du Canada qui représentent des ressources totales estimées à 4 000 milliards de barils (volumes en place). Leur exploitation a, sur certaines zones, déjà commencé et se réalise à des coûts compatibles avec un baril à 25 dollars.

Près de 600 milliards de barils de pétrole pourraient à terme être récupérés (réserves potentielles), soit 15 % des ressources en place. A eux seuls, les pétroles extra-lourds et sables asphaltiques représentent donc une ressource supplémentaire pratiquement équivalente aux actuelles réserves de pétrole conventionnel du Moyen-Orient.

Tels sont les chiffres correspondant aux données actuelles de la technique et de l'économie. Mais la technique progresse à grands pas.

Le progrès technique change la donne

«L'apparition de la sismique "haute définition" dans les années 1990 a permis de "voir" des accumulations d'hydrocarbures qu'il nous était impossible de détecter auparavant » explique Yves Mathieu.

Le progrès technique permet aussi de réduire les investissements nécessaires pour exploiter les gisements. *«Le coût de développement (en dollars constant) d'un gisement offshore, qui était au début des années 1980 de l'ordre de 15 dollars par baril, se situe aujourd'hui entre 5 et 8 dollars »*, souligne Nathalie Alazard-Toux de la Direction des Etudes économiques de l'IFP.

Ces deux exemples caractérisent le développement du pétrole marin qui représente aujourd'hui un quart des réserves prouvées actuelles et un tiers de la production pétrolière. L'aventure offshore a commencé à grande échelle en mer du Nord et dans le golfe du Mexique dans les années 60 et 70. Elle se poursuit maintenant par de grandes profondeurs d'eau, entre 500 mètres et 2 000 mètres.

Les améliorations techniques permettent également d'augmenter les quantités de brut récupérées. *«BP a fait un calcul sur quarante gisements qu'il exploite en Mer du Nord. Les quantités de brut produites se sont révélées supérieures de 20 % aux volumes annoncés au moment de la mise en exploitation »*, reprend Yves Mathieu.

Augmenter le taux de récupération peut accroître les réserves de manière vraiment significative. «*Un point supplémentaire sur l'ensemble des gisements correspond à deux années de la production mondiale*», ajoute Nathalie Alazard-Toux. Une voie d'avenir qui fait aujourd'hui l'objet de nombreux travaux de recherche, notamment à l'IFP. Différents procédés peuvent être utilisés pour augmenter les quantités de brut extraites. C'est ce que les producteurs appellent la récupération assistée. Par exemple, des travaux menés sur le champs de Duri, en Indonésie, ont montré que le taux de récupération, qui était de 7,5 % à son démarrage, pouvait passer à 16 % avec de l'injection d'eau, et à 55 % avec de l'injection de vapeur.

Les réserves augmentent avec le prix du baril

Le prix auquel les consommateurs sont prêts à payer un baril de pétrole joue naturellement un rôle important dans la mobilisation de ces moyens de récupération assistée. De même, il peut rendre économiquement rentables des ressources situées dans des accumulations déjà découvertes mais trop chères à produire.

Les estimations de réserves prouvées (1145 milliards de barils) et de réserves à découvrir (1000 milliards de barils) reposent sur l'hypothèse d'un baril ne dépassant pas 20 dollars. Avec un prix se stabilisant à 25 dollars, une partie des pétroles lourds (environ 200 milliards de barils) devient rentable et donc exploitable.

Avec un prix du baril se stabilisant durablement à un niveau plus élevé, autour de 30 dollars, des réserves supplémentaires deviennent accessibles :

- le taux de récupération de l'huile conventionnel le peut augmenter notablement,
- une grande partie des bruts non conventionnels sont exploitables,
- la production de carburant par conversion chimique (filrière Gas To Liquids) du gaz naturel devient tout à fait rentable.

Concernant la conversion chimique du gaz, plusieurs projets d'usine sont en cours d'étude dans des pays producteurs de gaz, notamment au Qatar.

Un troisième palier de cinq dollars, stabilisant les cours autour de 35 dollars par baril, ferait franchir un nouveau seuil aux réserves exploitables. Il permettrait d'ajouter encore des bruts extra-lourds et d'accroître encore le taux de récupération.

Un quatrième palier, au-delà de 35 à 40 dollars par baril, ouvre la voie à la liquéfaction du charbon et à l'exploitation des schistes bitumineux.

Produire jusqu'à la fin du siècle

Même si des investissements importants en capitaux et en matière grise sont réalisés pour prolonger l'exploitation du pétrole, la production mondiale entrera un jour en déclin, puisqu'il s'agit de ressources fossiles finies. L'échéance est inévitable. Mais, quand interviendra-t-elle ?

Avant la fin de la décennie soutient l'Association for Study of Peak Oil (ASPO) qui regroupe différents experts et anciens collaborateurs de grandes compagnies pétrolières. Mais leur pronostic ne prend pas en compte les progrès de la technique, ni la hausse possible des prix qui augmente les quantités de brut accessibles et peut infléchir l'évolution de la demande.

L'USGS, pour sa part, situe ce point d'inflexion entre 2020 et 2030, selon la croissance de la consommation mondiale, et sur la base des réserves d'huile conventionnelle prouvées et restant à découvrir mais sans prendre en compte les gisements de pétrole non conventionnel, ni d'amélioration majeure de la récupération.

Dans ce contexte, le rôle des techniciens du pétrole consiste à repousser cette échéance le plus loin possible (découvrir et produire plus, à coût raisonnable), afin de donner aux pays consommateurs le temps d'adapter leur mode de vie et de pouvoir utiliser ce délai pour préparer des solutions alternatives comme, par exemple, la production de carburants à partir du gaz, du charbon, ou de la biomasse ou, sur le plus long terme, des technologies de type hydrogène/pile à combustible.

Pour autant, déclin de la production ne signifie pas fin brutale et pénurie. L'exploitation se poursuivra, en tout état de cause, bien après le moment où les courbes s'inverseront. Nathalie Alazard-Toux et Yves Mathieu sont formels : *"On continuera à produire du pétrole pendant longtemps encore, au moins jusqu'à la fin de ce siècle et certainement au-delà"*.

Contact presse
Anne-Laure de Marignan
Tél : 01 47 52 62 07
a-laure.de-marignan@ifp.fr