

Les perspectives de l'offre mondiale de pétrole

L'analyse des ressources pétrolières ne doit pas être uniquement menée *below the ground*, mais aussi *above the ground*. La capacité de production industriellement installée constitue un goulot annuel qui agit comme un régulateur de débit sur les flux annuels de production issus du stock de réserves pétrolières. Ceci amène à prévoir, pour la prochaine décennie, un plateau pétrolier, davantage qu'un pic pétrolier.

par Bruno WEYMULLER*

Toute réflexion sur l'évolution à moyen et à long terme de l'offre pétrolière mondiale doit partir d'une analyse de nature géologique, mais ne saurait se limiter à ce seul éclairage.

Le point de vue des géologues

Depuis longtemps, la communauté des géologues pétroliers multiplie les mises en garde, constatant la forte diminution du nombre et de la taille des nouvelles découvertes de pétrole dans le monde et ce, depuis les années 1970. Et elle tente, avec le concept de « pic pétrolier », de sensibiliser l'opinion à la perspective d'une raréfaction des ressources pétrolières.

Les premières publications de King Hubbert, géophysicien américain de la Shell, remontent aux années 1950 : il prévoyait que le niveau de la production pétrolière aux États-Unis (hors Alaska) plafonnerait aux environs des années 1970, puis déclinerait à rythme rapide. Dans les faits, le plafonnement de la production dans cette région du monde s'est produit un peu plus tard, mais d'une manière relativement conforme à l'analyse de Hubbert. Cela a conféré de la crédibilité à la deuxième partie de sa thèse, selon laquelle environ la moitié des réserves ultimes d'une province pétrolière aura été produite à la date du pic de production, tandis que la seconde moitié sera produite postérieurement à ce pic, avec des niveaux de production annuels décroissant rapidement.

Dans la foulée, de nombreux travaux similaires ont été menés sur d'autres zones, initialement sur des provinces pétrolières matures, mais ces travaux ont ensuite été étendus à l'ensemble de la planète. C'est ainsi que la vision d'un « pic pétrolier mondial » a alors pris forme. Annoncé initialement par les plus pessimistes pour le début du troisième millénaire, celui-ci est actuellement pronostiqué par beaucoup d'auteurs pour la décennie qui commence. Récemment, une étude complète a été conduite par les géophysiciens du groupe pétrolier Total sur les perspectives de l'offre mon-

diale de pétrole. Ses conclusions ont été publiées (1) et nous nous y référons.

Ces travaux, en amont de l'aspect aval de l'offre (les capacités de production et de distribution aux consommateurs), se concentrent sur l'apport des méthodes des géosciences à l'estimation des réserves pétrolières ultimes qui pourront être exploitées, et à l'analyse des contraintes de nature géologique pesant sur leur rythme d'extraction. Un rappel : la production pétrolière cumulée passée est estimée (les statistiques anciennes sont peu fiables...) à 150 milliards de tonnes, soit environ 1 000 milliards de barils. Actuellement, le niveau de la production mondiale annuelle est de l'ordre de 4 milliards de tonnes, soit environ 30 milliards de barils (ce qui correspond à 82 millions de barils/jour). Que peut-on espérer pour le futur ? Il faut distinguer clairement quatre catégories de ressources pouvant composer l'offre future :

Le potentiel ultime des zones pétrolières connues de nos jours

On se limitera, à ce stade, aux pétroles conventionnels, en excluant les huiles extra-lourdes ou bitumineuses (définies en fonction de leur densité, limitée en général à 12° API, et de leur viscosité). Le raisonnement des géologues part d'une estimation des accumulations pétrolières (le pétrole en place sous terre), qui est obtenue par une analyse *bottom-up* à partir des champs épuisés ou en production à ce jour.

De nombreuses informations sur ces champs sont disponibles dans les bases de données des consultants (tels notamment que Wood Mackenzie ou IHS) et elles ont été synthétisées dans de nombreuses publications. Pour passer des accumulations aux ressources productibles, il faut apprécier le taux de récupération ultime.

En effet, on ne récupère qu'une partie de l'huile en place. Pour des raisons géologiques, après quelques années d'exploitation, la production issue d'un puits pétrolier comprend

des arrivées d'eau significatives, la production d'huile décline et, au bout d'un certain temps, le puits doit être arrêté. Actuellement, le taux de récupération moyen dans le monde est estimé à 32 % des accumulations. Quelle est l'évolution possible de ce taux de récupération, dans le futur ?

La récupération ultime dépend de la nature géologique du gisement. De façon plus précise, les conditions de récupération conduisent à distinguer deux grandes catégories de gisements, les gisements à réservoirs carbonatés et les gisements à réservoirs gréseux, qui se distinguent par des relations différentes entre taux de soutirage et taux de récupération. Les caractéristiques géologiques des réserves à exploiter dans le futur sont donc un facteur explicatif de l'évolution du taux de récupération.

Mais la récupération fait aussi intervenir le recours à des techniques mises au point par les ingénieurs, déjà utilisées aujourd'hui, mais qui sont susceptibles d'être encore améliorées :

- ✓ L'amélioration simple de la récupération (IOR : *Improved Oil Recovery*) :
 - Multiplication des puits ;
 - Maintien de l'énergie des gisements (injection d'eau...) ;
 - Hausses de prix modifiant les conditions économiques du *cut off*.
- ✓ Les techniques avancées (EOR : *Enhanced Oil Recovery*) :
 - Injection de produits chimiques : polymères, tensioactifs, etc. ;
 - Chauffage du réservoir naturel.

Après une analyse approfondie des aspects géologiques et technologiques, l'étude de Total retient une amélioration possible du taux moyen de récupération (au niveau mondial) de 5 points (de 32 % à 37 %).

Est-ce trop conservateur ? Certains experts pensent que l'on peut espérer aller significativement plus loin (mais, le plus souvent, sans argumenter réellement leur optimisme). Les quantités de pétrole potentiellement gagnées dans ce cas ne seraient pas négligeables, tout en restant limitées, à l'échelle des réserves mondiales.

Dans une étape suivante, l'apport des condensats venant des champs de gaz doit être évalué et inclus à la production pétrolière, car il s'agit bien de liquides pétroliers.

L'étude de Total conclut finalement que les réserves encore récupérables dans les zones connues peuvent être estimées à 1 300 milliards de barils (y compris 300 milliards de barils provenant de l'amélioration des taux de récupération).

Le potentiel escompté des zones pétrolières nouvelles restant à découvrir

Par nature, ces zones nouvelles sont mal connues. Mais la difficulté est renforcée par le fait que, dans les dernières décennies, l'activité d'exploration a été concentrée au niveau mondial sur les provinces déjà reconnues et que l'on dispose donc, dans ces zones nouvelles, de très peu de puits d'exploration, et même rarement d'observations sismiques. Le travail des géophysiciens consiste à prendre en considération les quelque deux cents bassins sédimentaires repérés

sur la planète et à tenter d'en estimer les réserves par différentes approches complémentaires, naturalistes et statistiques. Délicate, cette recherche mobilise tous les progrès récents de la science.

L'étude de Total aboutit à un potentiel de réserves récupérables évalué entre 200 et 350 milliards de barils. Cela représente un potentiel relativement réduit.

Une analyse de l'*US Geological Survey*, plus ancienne (2000) et fondée elle aussi sur une analyse des différents bassins mondiaux, avançait un chiffre deux fois plus élevé.

Mais, au-delà des chiffres portant sur le potentiel ultime, la principale incertitude pour apprécier la contribution de ces réserves restant à découvrir à la disponibilité pétrolière future tient au fait que la date d'ouverture à l'exploration de beaucoup de ces bassins potentiels est très difficile à préciser (c'est notamment le cas, par exemple, en Arctique).

Les réserves d'huiles lourdes non-conventionnelles

Même s'il y a une continuité entre les différents types de pétrole, la catégorie des bruts extra-lourds et visqueux doit être analysée à part, essentiellement en raison des modalités très spécifiques de leur production (exigeant de recourir à des techniques minières, suivies d'une phase, complexe, d'*up-grading* des productions, nécessaire à l'obtention de produits commercialisables).

Les accumulations géologiques *a priori* considérables (au Venezuela et au Canada, principalement, mais sans doute, aussi, ailleurs dans le monde) peuvent être appréciées, même si c'est avec un large degré d'incertitude. En revanche, il est très difficile d'anticiper leur taux de récupération ultime. Celui-ci sera, davantage qu'en ce qui concerne les réserves conventionnelles, sensible au prix futur du pétrole. L'étude de Total retient, à ce titre, des réserves récupérables de l'ordre de 600 milliards de barils.

Mais les défis de la production de ce type de réserves ne sont pas tous bien résolus, notamment celui de leur impact environnemental. De longs délais seront donc observés avant toute production effective importante, mais on peut envisager qu'ensuite, cette production puisse être maintenue pendant longtemps.

Enfin, mentionnons une dernière catégorie, d'une nature très différente : les pétroles (ou les produits pétroliers) de synthèse

Il s'agit de produits pouvant être substitués aux produits pétroliers naturels dans leurs usages de carburants ou de combustibles (d'où l'inclusion de produits cousins des produits pétroliers, tels que des alcools, des esters et des huiles). Différentes filières d'élaboration doivent être prises en considération :

- ✓ les produits liquides obtenus à partir d'autres formes de carbone fossile (gaz, charbon) en recourant, le plus souvent, au procédé Fisher-Tropsch, ou encore les bio-fuels obtenus à partir de carbone renouvelable (biomasse) au moyen de différentes techniques de production ;

- ✓ les produits extraits de schistes bitumineux (*shale oils*), qui sont chimiquement différents des sables bitumineux (*tar sands*). La source d'énergie est du kérogène et non un hydrocarbure et elle doit être traitée chimiquement (par pyrolyse) pour obtenir un produit qui soit utilisable ;
 - ✓ enfin, la piste, encore théorique, de la carbonylation de l'hydrogène (HTL). Bien sûr, pour que cette ressource constitue un véritable apport supplémentaire aux ressources minières, il faut que l'hydrogène utilisé ne soit pas obtenu à partir d'hydrocarbures, mais à partir du nucléaire ou d'énergies renouvelables, et que le carbone ne provienne pas, lui non plus, de ressources pétrolières.
 - ✓ 1 300 milliards de barils dans les zones aujourd'hui connues, dont 300 milliards liés à l'amélioration de la récupération (en rapportant ce chiffre de 1 300 milliards à la production annuelle actuelle de pétrole dans le monde, on obtient un ratio d'un peu plus de 40 ans) ;
 - ✓ de 200 à 350 milliards de barils de réserves à découvrir dans de nouvelles zones ;
 - ✓ 600 milliards de barils d'huiles extra-lourdes.
- En introduisant les contraintes géologiques pesant sur le rythme d'extraction des gisements, en tenant compte de leurs caractéristiques et de certaines hypothèses sur les dates de mises en production futures, la conclusion de



© Jiri Reza/REA

« Les produits extraits de schistes bitumineux (*shale oils*) sont chimiquement différents des sables bitumineux (*tar sands*). La source d'énergie est du kérogène et non un hydrocarbure et elle doit être traitée chimiquement (par pyrolyse) pour obtenir un produit qui soit utilisable ». Exploitation de sables bitumineux à Fort Mc Murray dans l'Alberta (Canada).

Pour toutes ces filières, les aspects de leur consommation énergétique dans la phase de fabrication, de leur coût et de leur impact environnemental restent toutefois à améliorer considérablement. Ainsi, le potentiel et le profil de production future de ces ressources sont donc très difficiles à préciser aujourd'hui. Par contre, ces filières peuvent ouvrir la voie à une production durable de produits pétroliers.

Dans une **analyse géologique** du futur, on n'inclut pas ces produits de synthèse, mais seulement les trois premières catégories de ressources relatives aux gisements pétroliers naturels épuisables. Selon l'étude de Total, les réserves restant à produire peuvent être estimées à :

l'étude de Total est celle-ci : l'offre pétrolière mondiale pourrait suivre une demande croissant en moyenne de 1,4 % l'an jusque vers la fin de la décennie, où elle atteindra un plafond de l'ordre de 95 millions de barils/jour (soit seulement un peu plus de 10 millions de b/j au-dessus du niveau actuel).

Cela n'est pas très éloigné de la thèse de Hubbert, transposée au niveau mondial : si on admet que la moitié des réserves globales est produite au pic, celui-ci devrait se produire vers 2020 (en appliquant la schématisation de la courbe en cloche seulement à la catégorie des réserves conventionnelles des zones connues et en estimant que les deux autres catégories de réserves, compte tenu des délais

de mise en œuvre de leur exploitation, contribueraient plutôt à ralentir, à un horizon plus éloigné, le rythme du déclin de la production mondiale).

Les contraintes des capacités de production : du pic au plateau

Mais l'analyse ne doit pas être uniquement menée *below the ground*, mais aussi *above the ground*. La capacité de production industriellement installée constitue un goulot annuel qui agit comme un régulateur de débit sur les flux annuels de production issus du stock de réserves pétrolières. Or, il existe plusieurs types de contraintes spécifiques, à ce niveau.

Les contraintes industrielles

- ✓ La disponibilité de capacités nouvelles de production dépend des décisions d'investissement prises par les opérateurs pétroliers et de la durée de la phase de développement. Or, on a constaté, durant la dernière décennie, de nombreux retards dans les projets pétroliers, dont les plus marquants ont été largement commentés dans la presse spécialisée. Les causes sont diverses : lenteur du processus d'approbation des projets, difficultés techniques, tensions sur les marchés des équipements et des services pétroliers...

Mais les conséquences sur la capacité d'offre ont été significatives et elles risquent de se reproduire à l'avenir ;

- ✓ Il faut rappeler bien évidemment que, pour obtenir globalement une croissance nette des capacités de production installées, il faut d'abord compenser le déclin des productions actuelles (qui est important, même si l'on cherche à l'atténuer par des investissements et de nouvelles technologies).

Ainsi, pour assurer une croissance nette de l'offre de 1,5 % l'an, et si on fait face à un déclin des gisements existants de 7,5 %, c'est une augmentation brute de 9 % l'an qu'il faut assurer en développant de nouveaux gisements. Le défi industriel est considérable et immédiat : au niveau mondial, il faut mettre en production tous les deux ans de nouvelles capacités représentant l'équivalent de la capacité de production actuelle de l'Arabie Saoudite... ;

- ✓ Un autre facteur important est le rythme du progrès des technologies.

Ces progrès (dans les techniques de traitement sismique et d'exploration, les forages et les puits, ainsi que dans les techniques de production et d'exploitation) permettent de développer de nouvelles réserves plus difficiles à produire et de réduire les coûts d'extraction et de traitement. Mais il faut noter que, dans l'industrie pétrolière, les innovations (souvent incrémentales et spécifiques à un volet du schéma industriel d'ensemble) sont en général introduites à l'occasion de nouveaux développements de gisements. Et la diffusion des expériences est traditionnellement assurée, pour une part importante, par les compagnies internationales. Les retards pris sur les nou-

veaux projets de celles-ci représentent donc un facteur de ralentissement du progrès technique et aboutissent à repousser dans le temps l'accès à de nouvelles réserves ;

- ✓ Les besoins de financement futurs dans le secteur pétrolier sont considérables, en raison des défis techniques et de la hausse des coûts (y compris les coûts de type HSE). Certes, l'épargne mondiale est très abondante, mais il n'est pas assuré qu'elle s'investira suffisamment dans des projets pétroliers risqués.

Il faut souligner que la diminution de la position relative des grandes compagnies internationales par rapport aux compagnies nationales n'est pas un facteur favorable, car ces dernières investissent moins, et se cantonnent, le plus souvent, à un périmètre géographique d'activité restreint.

Mais il y a, de surcroît, d'autres limites au niveau de production, qui ne sont pas de nature industrielle.

Les contraintes politiques et géopolitiques

Dans une analyse à moyen et long terme, on n'évoque pas le rationnement des productions décidées à certaines périodes par les pays producteurs (quotas OPEP), car il s'agit là plutôt d'une régulation à court terme du marché pétrolier. Quant aux désordres politiques intérieurs que connaissent plusieurs pays producteurs (Nigeria, Irak, etc.), ils impactent parfois fortement leur production pétrolière et cette situation peut se prolonger pour des durées difficilement prévisibles. Mais il faut souligner deux tendances pérennes, qui sont susceptibles de modifier significativement le profil futur de l'offre :

- ✓ Le nationalisme renforcé des pays producteurs les conduit souvent à limiter l'accès aux réserves des zones prometteuses. Les restrictions à l'activité des compagnies internationales peuvent retarder pour une longue période la mise en production de réserves potentielles (le Mexique a été longtemps un cas régulièrement cité, mais d'autres pays pétroliers importants sont venus s'ajouter à la liste : Venezuela, Russie...). Par ailleurs, beaucoup de ces pays ont cherché à développer leurs compagnies nationales (NOCs) et certaines ont acquis une réelle compétence. Mais, par nature, ces compagnies n'apportent pas les mêmes avantages que les compagnies internationales (IOCs) en matière de diffusion internationale du progrès technique et de motivation à développer des ressources nouvelles partout dans le monde ;

- ✓ La politique de gestion des réserves par les pays producteurs.

Ceux-ci intègrent explicitement désormais une vision nationale de long terme d'une politique d'extraction soutenable. Ce comportement, surtout s'il concerne des pays pétroliers importants (Arabie Saoudite et d'autres pays du Moyen-Orient), est de nature à impacter profondément le profil futur de la production mondiale.

Un plateau pétrolier, davantage qu'un pic pétrolier

Ces deux types de contraintes industrielle et politique conduisent à prévoir un lissage du profil de la production

pétrolière mondiale par rapport au profil géologique potentiel. La production sera plafonnée à un niveau inférieur au pic géologique. Par contre, ce niveau pourra être maintenu durant un certain temps, sa courbe présentant ainsi, un plateau. La vision qu'en a Total est qu'il sera difficile de produire beaucoup plus de 90 millions de b/j (2) à partir des gisements d'hydrocarbures. Cette vision est différente de celle (plus optimiste) d'Exxon, mais il est intéressant de noter que l'Agence Internationale de l'Énergie a progressivement rapproché ses prévisions de celles de Total, au cours des dernières années.

Les géologues tenants du *peak oil* soulignent que, dans une vision longue, cela ne modifie pas durablement la contrainte résultant des limitations d'ordre géologique.

Mais cette modification du profil de l'offre, tout en introduisant une contrainte sur le niveau annuel de la disponibilité mondiale, est très importante, en termes de gestion de la transition énergétique et d'équilibre du marché pétrolier.

Autres facteurs à prendre en compte pour apprécier la disponibilité future du pétrole

L'offre pétrolière rationnera la demande potentielle

Le facteur nouveau de la situation pétrolière mondiale est le fait que la courbe d'offre de pétrole aura désormais du mal à suivre dynamiquement la croissance de la courbe de la demande pétrolière mondiale, même si l'on prévoit un ralentissement de son taux de croissance (passant à 1,2 % par an, plutôt que 1,4 % actuellement, et même 1,6 % par le passé).

Mais ces chiffres globaux de croissance ne soulignent pas assez une spécificité de la demande de pétrole, qui tient à l'importance de l'utilisation de produits pétroliers par le secteur des transports : ainsi, près de 60 % du pétrole est utilisé par les transports (essentiellement, les transports routiers) et 97 % de l'énergie utilisée dans les transports provient du pétrole. Or, dans cet usage, le pétrole est très difficile à remplacer.

Que peut-on faire pour réduire cette dépendance des transports vis-à-vis du pétrole ?

D'abord, promouvoir les économies de consommation : modification des comportements de conduite, rationalisation des usages de la voiture.

Mais, au-delà, les évolutions techniques et structurelles seront très progressives :

- ✓ la recherche de nouvelles motorisations (progrès encore possibles du moteur thermique, des hybrides, piste des moteurs électriques et de la pile à combustible) ;
- ✓ la réorganisation de la mobilité : optimisation des modes de transport et gestion de l'urbanisation.

Or, les besoins pétroliers des grandes économies émergentes sont potentiellement énormes et le développement du parc automobile de ces pays très peuplés conduira à un fort accroissement de la demande mondiale en pétrole.

Aujourd'hui, pour 1 000 habitants, il y a 800 voitures aux États-Unis, 600 en Europe, et seulement quelques dizaines en Chine (l'Inde arrivant très loin derrière celle-ci)...

Pour les pays les moins développés, les besoins pétroliers sont importants pour assurer leur développement (avantages pérennes du pétrole, pour ce type d'économie...) mais d'une ampleur relativement limitée, à l'échelle mondiale.

Ces caractéristiques de la demande pétrolière et de sa croissance future font que la vision d'un plateau de la production pétrolière pêche sans doute par excès d'optimisme.

La réalité sera plus heurtée, non sans ruptures d'équilibres et rationnements.

La problématique climat/transition énergétique

Comme toute énergie fossile dont l'usage conduit à des émissions de CO₂, le pétrole est directement mis en cause dans les débats sur le réchauffement climatique, et cela est de nature à introduire des contraintes sur la production pétrolière.

Au cours de son cycle d'usage, de sa production à sa consommation finale, le pétrole conduit à des émissions de GES, mais avec des spécificités notables selon les phases :

- ✓ Lors de l'extraction, le principal problème provient du gaz associé dans les gisements d'huile, qui est torché, lorsqu'il n'est pas utilisé. S'il est en général très difficile de modifier après coup des installations conçues avec torchage, on peut, en revanche, le plus souvent trouver des solutions pour des développements nouveaux (réinjection de gaz, valorisation du gaz, parfois en mutualisant les productions de plusieurs champs, comme cela est pratiqué en Angola...). Mais ces schémas sont coûteux et fortement consommateurs d'énergie intermédiaire... ;
- ✓ Durant la phase de raffinage, les émissions de GES proviennent des consommations énergétiques et des hydrotraitements nécessaires à l'élimination des pollutions traditionnelles (renforçant ainsi les émissions de GES liées à la production d'hydrogène). Là encore, réduire les émissions d'une raffinerie existante est très difficile, car ces émissions sont réparties sur plusieurs unités et relativement diffuses. Des schémas de raffineries assez radicalement innovantes, qui permettraient de minimiser les émissions de GES, commencent toutefois à être décrits. Mais les zones OCDE ne sont pas propices à des constructions *grass root* et les pays émergents privilégient les options traditionnelles, moins coûteuses. Les techniques de CCS (capture et stockage de carbone) pourraient apporter une réponse partielle, à condition de disposer de sites appropriés de stockage à proximité ;
- ✓ Enfin, il faut rappeler que l'essentiel des émissions de GES liées au pétrole se produisent dans la phase finale d'utilisation des produits pétroliers en tant que combustible de chauffage ou comme carburants et que les moyens permettant de les limiter ne sont pas évidents.

Dans le contexte de la nécessaire transition énergétique à opérer dans le monde au cours des prochaines décennies, deux lignes directrices concernant le pétrole se dessinent nettement :

- ✓ économiser l'usage du pétrole, autant que possible ;
- ✓ favoriser, dans les débouchés où cela est possible, les substitutions « durables ».

Les principales substitutions que l'on peut envisager pour le pétrole sont :

- ✓ la suppression de l'usage du fuel lourd dans les centrales électriques ;
- ✓ la promotion de l'électricité à la place du fuel domestique, dans le chauffage, ou des carburants pétroliers, dans le secteur des transports.

Mais ces solutions de substitution n'ont d'intérêt que si l'électricité nécessaire est fabriquée sans émission de GES.

Et cela rejoint donc un des principaux défis énergétiques auxquels le monde est confronté : comment assurer l'essor d'une offre d'électricité non émettrice de GES ?

Le retard de la croissance du nucléaire et les limites des potentialités des énergies renouvelables, pour les prochaines décennies, représentent des contraintes sérieuses.

Conclusion : le besoin d'une nouvelle gouvernance énergétique

Si l'on porte un regard historique sur l'activité pétrolière, il faut souligner que ce nouveau siècle s'ouvre dans un contexte fort différent du passé. Le thème de la « fin du pétrole » est à la fois inexact et trompeur. Ce qui est en jeu, c'est la perspective d'un rationnement mondial de la demande, avec la disparition d'une certaine flexibilité de l'offre à laquelle nous étions habitués, ainsi que la transformation de modes de régulation qui avaient, dans l'ensemble, assez bien fonctionné au siècle dernier :

- ✓ Les mécanismes de marché qui donnaient une certaine efficacité au signal prix.

Si la demande augmentait, le prix du pétrole s'élevait, des puits existants temporairement à l'arrêt étaient remis en production, donnant un répit pour assurer de nouveaux développements, si la hausse de la demande s'avérait durable.

Mais, comme l'article de D. Babusiaux et A. Pierru (dans ce numéro de Responsabilité et Environnement) le montre, les mécanismes actuels des prix pétroliers sont beaucoup plus complexes.

- ✓ Le rôle des sociétés multinationales pétrolières.

Dans un contexte où les réserves minières sont géographiquement très inégalement réparties et où les visions politiques sont étroitement nationales, les compagnies pétrolières internationales ont été, par le passé, un outil plutôt efficace : répartition des risques, diffusion internationale du progrès technique, développement de réserves nouvelles avec un horizon de planification de long terme.

Par nature, le *business model* des compagnies nationales est moins performant, au regard d'une gestion mondiale du pétrole.

Comme l'histoire revient rarement en arrière, notre conclusion sera qu'il y a un fort besoin d'une nouvelle gouvernance mondiale du pétrole. Mais cela sort du champ de cet article.

Notes

* ancien membre du Comité exécutif de Total.

(1) Jean-Marie Masset. « Pétrole, gaz : pic ou plateau », dans le Dossier spécial du BRGM, Dix grands enjeux des géosciences – 2009. P. R. Bauquis, ancien dirigeant de Total a aussi traité de cette question dans différentes publications. On signale notamment son étude, coécrite avec Denis Babusiaux : « Que penser de la raréfaction des ressources pétrolières et de l'évolution du prix du brut ? », *Les cahiers de l'économie* n°66 – IFP, septembre 2007.

(2) A cette production d'hydrocarbures naturels, se rajoute, pour satisfaire la demande finale, un certain montant de productions diverses (XTL, bio-fuels...) que l'on estime à 5 millions de b/j à moyen terme.