

Un point sur les ressources en hydrocarbures

1 - Les liquides pétroliers*

Les réserves courantes de pétrole ne permettent pas de maintenir à long terme le niveau actuel de production mondiale. Même dans un contexte de transition énergétique, il reste crucial de mobiliser de nouvelles réserves afin d'éviter un déclin rapide de la production. Pour cela, un certain nombre de conditions techniques, humaines, financières et politiques doivent être réunies.

Les hydrocarbures, des sources d'énergie toujours d'actualité

Les hydrocarbures (pétrole et gaz) représentent aujourd'hui plus de 60 % de l'approvisionnement en énergie primaire des 6,5 milliards d'habitants de la planète. Que ce soit pour la production d'électricité, le chauffage, le transport, ou encore comme source de matières premières, les hydrocarbures se révèlent aujourd'hui ni facilement ni massivement remplaçables. Dans les années à venir, l'augmentation de la population mondiale et l'accroissement du revenu moyen par habitant devraient entraîner une hausse de la demande mondiale d'énergie et se traduire par des besoins grandissants en hydrocarbures. En raison du développement lent des énergies alternatives, les hydrocarbures resteront prédominants dans les prochaines décennies. Dans un tel contexte, la question des ressources ultimes récupérables d'hydrocarbures reste d'actualité.

Des notions à ne pas oublier

Réserves et ressources : des définitions claires et des notions très restrictives

Conformément aux définitions adoptées par la SPE (*Society of Petroleum Engineers*) et le WPC (*World Petroleum Congress*), on appelle :

- ressources ultimes, les volumes générés au cours des temps géologiques et contenus dans le sous-sol

terrestre. Quand il s'agit des volumes à l'intérieur d'un gisement, on parle alors de ressource en place. Sous ce terme sont englobés ce qui a été produit, ce qui va l'être et ce qui ne le sera jamais. L'évaluation des ressources ultimes permet d'effectuer des "bilans matières", soit à l'échelle d'un bassin sédimentaire pour estimer l'état de l'exploration dans celui-ci, soit à l'échelle d'un gisement pour estimer les volumes en place, quantifier le taux de récupération et chercher ou non à l'améliorer,

- ressources contingentes, les volumes productibles contenus dans les découvertes actuelles mais dont les mises en production ne sont pas programmées,
- ressources potentielles, les volumes productibles contenus dans les accumulations non encore découvertes,
- réserves courantes, les volumes restant à produire dans les seuls gisements en exploitation ou sur le point de l'être, et de surcroît aux conditions économiques et techniques du moment. Elles ne constituent donc qu'une partie des volumes contenus dans les gisements, les volumes restant étant dénommés ressources non productibles, dont une partie ne sera jamais produite et sera dite "piégée",
- réserves additionnelles, les volumes devenus productibles au détriment des ressources initialement non productibles. Elles correspondent donc à des améliorations des taux de récupération par mise en œuvre de méthodes de production plus performantes,

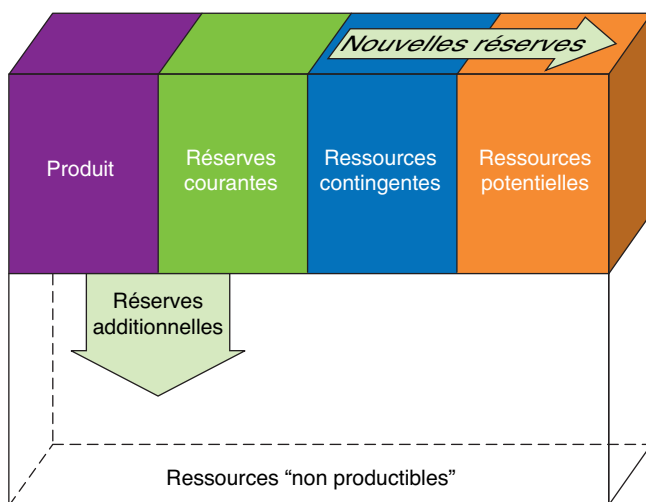
* Liquides pétroliers : pétrole brut et condensats (liquides de gaz naturels les plus lourds ou C_{5+})

Un point sur les ressources en hydrocarbures - 1 - Les liquides pétroliers

- nouvelles réserves, les volumes liés à la mise en production de nouveaux gisements, c'est-à-dire au passage des ressources contingentes et/ou potentielles aux réserves.

Tout changement des conditions techniques et économiques entraîne des révisions sur les valeurs annoncées, révisions à la hausse dès l'instant où ces changements permettent d'augmenter les performances en exploration ou en production.

Fig. 1 - Les différentes catégories de réserves et ressources constituant les ressources ultimes



Source : IFP, d'après JPE et WPC

Des volumes estimés plus que mesurés

Connaître avec exactitude les réserves et ressources contenues dans plus de 25 000 accumulations d'hydrocarbures disséminées sur toute la surface de la planète est une gageure. Les chiffres annoncés sont des estimations d'autant plus subjectives qu'elles sont calculées à partir de données partielles et annoncées par des centaines de sociétés opératrices différentes, contraintes ou non de les certifier.

Les ressources et les réserves sont calculées sur la base de paramètres dont la connaissance est limitée et incertaine tels que : la surface du gisement, la qualité des roches-réservoirs, la teneur en hydrocarbures et les taux de récupération.

Les estimations sont fondées sur deux méthodes de calcul : l'une dite déterministe et l'autre, probabiliste. La méthode déterministe fournit une seule valeur correspondant, au dire des compagnies, aux valeurs certaines des ressources et des réserves. La méthode probabiliste fournit le continuum de toutes les valeurs possibles, des

valeurs minimales des divers paramètres (100 % de chances d'exister), aux valeurs maximales (0 % de chance d'exister), et donc une succession de valeurs croissantes consécutivement à des probabilités d'existence décroissantes. Les réserves calculées sont alors dites :

- 1P ou Prouvées, c'est-à-dire vraisemblables ; elles sont dénommées P90 avec la méthode probabiliste, car elles correspondent à des volumes qui ont 90 % de chances d'exister,
- 2P (Prouvées + Probables), les volumes calculés sont plus importants et moins vraisemblables ; elles sont appelées P50 quand elles ont 50 % de chances d'exister par la méthode probabiliste,
- 3P (Prouvées + Probables + Possibles) ou P10 quand elles n'ont plus que 10 % de chances d'exister par la méthode probabiliste.

Pour un gisement en cours de développement et selon les dires des compagnies, les volumes de réserves annoncées correspondent aux prouvées ou 1P, c'est-à-dire aux volumes productibles, avec une relative certitude, aux conditions économiques et techniques du moment. La quantité croissante d'informations au cours de l'exploitation permet d'affiner les estimations de départ et donc de réactualiser les réserves 1P. L'expérience montre que ces réévaluations successives aboutissent à des volumes finaux proches des réserves 2P initialement calculées.

Des réserves en constante évolution

Calculées et non pas mesurées, les réserves sont fonction, pour chaque gisement, des dispositifs mis en œuvre pour les produire. Elles peuvent donc changer au gré des évolutions techniques et économiques, mais à tout instant elles diminuent des volumes produits. Les réserves sont en permanence le fruit de la compétition entre les volumes produits et les volumes rajoutés lors des ré-estimations. Ces derniers peuvent provenir de gains liés à une réestimation positive des volumes économiquement extractibles, à l'amélioration des taux de récupération (réserves additionnelles) ou à la mise en production de nouveaux gisements (nouvelles réserves).

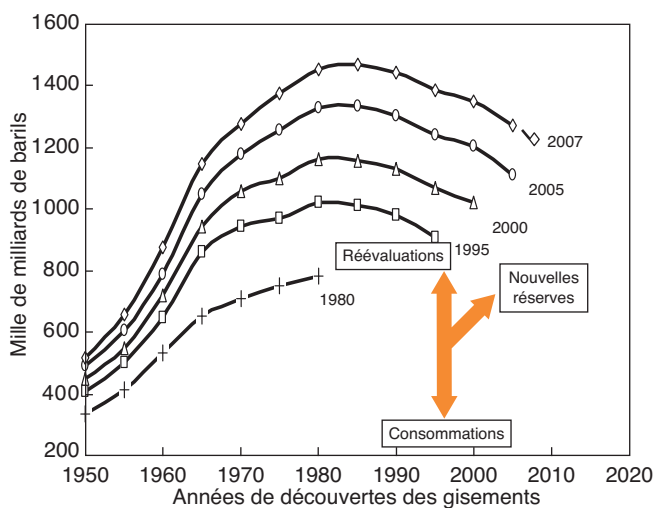
Pour le pétrole, ces conditions se répètent dans plus de 15 000 gisements, opérés par une centaine de compagnies pétrolières dans plus de 133 pays, et il est impossible de les chiffrer avec certitude. Les chiffres annoncés sont donc des estimations momentanées qui ne peuvent que changer. Ceci est illustré par la figure 2, qui montre les évolutions des ressources extractibles (réserves courantes + ressources contingentes) estimées en différentes années selon la date des découvertes des gisements. Ce regroupement permet de s'affranchir des changements liés à la transformation des ressources contingentes en réserves.

Un point sur les ressources en hydrocarbures - 1 - Les liquides pétroliers

Cette figure souligne que :

- la majorité des ressources encore extractibles a été découverte avant 1970,
- les volumes annoncés sont sans cesse réévalués, y compris pour ceux contenus dans des gisements découverts depuis plus de 50 ans,
- les volumes actuellement annoncés seront encore à réévaluer et témoignent que les estimations seraient toujours sous-estimées, de plus de 100 Gb au minimum,
- les ressources extractibles sont passées par un maximum vers 1980 en regard des estimations faites en 1995, mais en 1985 environ par rapport aux ré-estimations 2007. Ces maxima témoignent que depuis lors, les productions ont été supérieures aux renouvellements des réserves.

Fig. 2 - Évolution des volumes extractibles de pétrole à différentes périodes selon l'âge des découvertes



Source : IHS

Les réserves de liquides pétroliers à fin 2008

Le terme "liquides pétroliers" correspond au pétrole brut ainsi qu'aux condensats, c'est-à-dire les liquides de gaz naturel les plus lourds (ou C₅₊).

Des réserves à forte connotation stratégique

Compte tenu des besoins croissants en énergie à l'échelle mondiale, et donc en hydrocarbures, disposer de réserves et de ressources importantes donne à leurs détenteurs un poids économique et stratégique de premier ordre. La tentation de ne pas distinguer les réserves des ressources contingentes, ou tout simplement à les surestimer, peut être alors grande chez certains détenteurs,

d'où de nombreuses contestations concernant les chiffres annoncés.

Des réserves contestées mais pas exagérées

Les raisons de contester les réserves sont multiples et variées : problèmes de quantification, de qualification et de certification :

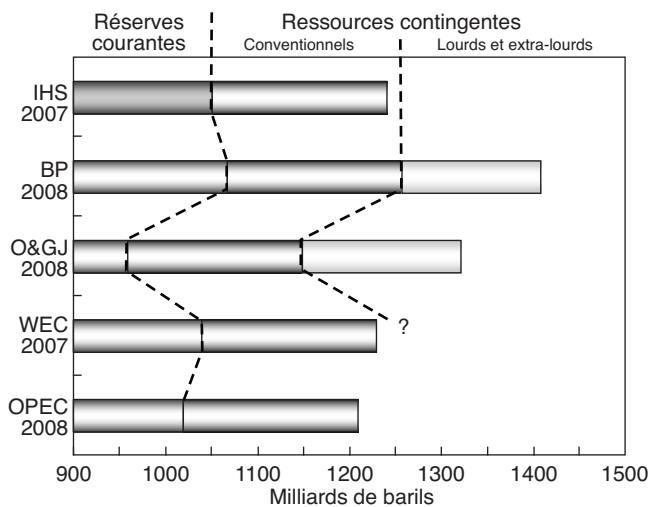
- la quantification s'affine avec la connaissance que l'on a d'un gisement, c'est-à-dire plus on avance dans l'exploitation et la vie d'un champ,
- pour la qualification, le principal problème réside dans l'absence de distinction entre les réserves courantes et les ressources contingentes. Il se pourrait alors que les réserves annoncées soient surestimées par anticipation des investissements nécessaires à leur production,
- la certification des réserves n'est pas une obligation pour la plupart des compagnies. 80 % des réserves extractibles sont détenues par des compagnies nationales, qui n'ont généralement aucune obligation de certification des chiffres qu'elles publient.

Cette situation est source de nombreuses discussions sur la pertinence des réserves déclarées par certains pays de l'OPEP. Impression renforcée par les réévaluations massives de leurs réserves faites à la fin des années 1980 par l'Arabie saoudite, l'Iran, l'Irak, les Émirats et le Koweït suite à l'effondrement des cours du pétrole. L'accroissement de leurs réserves avait pour but d'augmenter leur potentiel d'exportation suite à l'établissement des quotas de production, calculés au prorata des réserves de chacun. Cela signifie-t-il que les réserves annoncées ne sont pas réalistes ? En aucune façon ; en effet, il faut rappeler que ces pays sont passés d'un mode de calcul restrictif des réserves, ne comptabilisant comme telles que les volumes récupérables d'accumulations disposant des installations de production, à une prise en compte plus large de ce qu'elles devraient être.

Les chiffres des ressources mondiales extractibles publiés par les principales sources d'information varient énormément (figure 3). Le croisement des informations et l'extrapolation des productions passées nous permettent de penser que les réserves mondiales courantes (excluant les ressources contingentes) sont effectivement bien comprises entre 960 Gb (*Oil & Gas Journal*, O&GJ) et 1060 Gb (BP), représentant entre 32 et 35 ans de consommation actuelle. Grâce aux ressources contingentes contenues dans les découvertes actuelles elles dépasseraient les 1 150 et atteindraient les 1 240 Gb, puis grâce aux pétroles extra-lourds et sables bitumineux canadiens, elles pourraient dépasser les 1 300, voire les 1 400 Gb.

Un point sur les ressources en hydrocarbures - 1 - Les liquides pétroliers

Fig. 3 - Réserves et ressources contingentes publiées



Source : IFP, d'après IHS, BP, O&GJ, WEC et OPEC

Des réserves concentrées dans peu de pays

Plus que les contestations autour des chiffres, ce qu'il apparaît important de souligner est le caractère concentré de ces réserves dans un nombre restreint de pays. L'Arabie saoudite arrive en tête avec plus de 20 % des réserves, suivie par l'Iran, l'Irak et le Venezuela, qui à eux quatre totalisent plus de la moitié des réserves mondiales. Les trois quarts des réserves de la planète sont contenus dans seulement 11 pays, incluant le plus gros consommateur : les États-Unis. 122 pays se partagent le quart restant.

Le Moyen-Orient dans son ensemble détient 54 % environ des réserves mondiales, suivi par la Russie et l'Asie

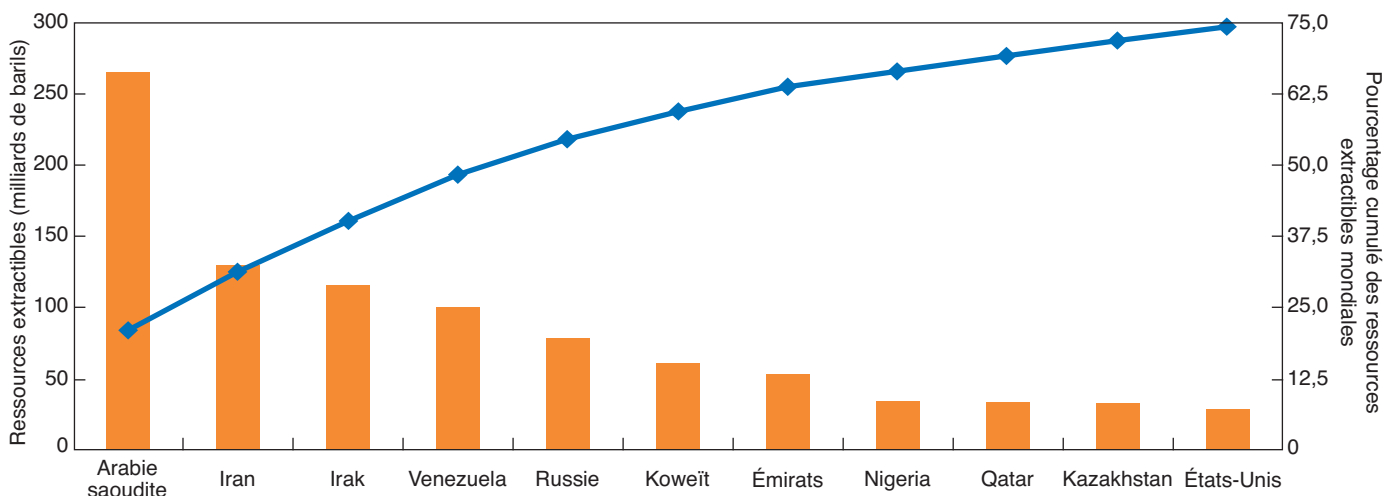
centrale (15 %), l'Amérique du Sud (10 %), l'Afrique (8 %), l'Amérique du Nord (6 %), l'Asie-Pacifique (5 %) et l'Europe (2 %). Autre mode de segmentation, l'OPEP dispose de 67 % des ressources extractibles, la CEI 15 %, les pays de l'OCDE 8 % et les autres pays 10 % environ (Brésil, Chine, Inde, Pakistan, etc.).

Des futures réserves de plus en plus recherchées

Des réserves additionnelles

En dehors des régions qui sont devenues accessibles dernièrement (offshore par grande profondeur d'eau, formations sédimentaires très enfouies), depuis une trentaine d'années les découvertes sont localisées dans des gisements de plus en plus petits, profonds, complexes, donc de plus en plus difficiles à déceler. Le renouvellement des réserves par les seules nouvelles découvertes n'est plus assuré depuis les années 1980 (figure 5). Ce sont aujourd'hui les réévaluations des réserves de gisements connus qui assurent plus des deux tiers du renouvellement annuel des réserves mondiales. Par simple réévaluation des 1P actuelles dans les gisements exploités ou en cours de l'être, un accroissement des réserves de 100 à 200 Gb est vraisemblable. Cet accroissement devrait provenir de la réalisation de nouveaux forages (verticaux, horizontaux, multidrains, multicomplétions, etc.) et de la mise en œuvre de modes de récupération plus performants. Il est important de rappeler qu'en moyenne, seul un tiers des volumes de pétrole que renferme un réservoir est aujourd'hui récupéré. Augmenter de un point le taux de récupération mondial représente près de deux années de consommation. Une meilleure connaissance des caractéristiques du réservoir, de ses

Fig. 4 - Les 11 pays les plus riches en ressources extractibles de liquides pétroliers



Source : IFP, d'après IHS

Un point sur les ressources en hydrocarbures - 1 - Les liquides pétroliers

hétérogénéités, une simulation plus systématique des écoulements, l'injection de produits divers, sont autant de solutions pour accroître le taux de récupération. On distingue trois grands types de production :

- la production primaire consiste simplement à pomper le pétrole. Les taux de récupération sont variables mais en moyenne inférieurs à 20 %. Elle représente 1/5^e de la production de pétrole mondiale,
- la production secondaire consiste à injecter de l'eau. Elle a permis d'augmenter la moyenne des taux de récupération à 30 %. Les deux tiers de la production mondiale sont extraits ainsi,
- la production tertiaire consiste à ajouter des produits chimiques à l'eau, ou à injecter des gaz (air, dioxyde de carbone ou les gaz produits). Elle permet d'augmenter le taux de récupération moyen à 33 % et n'est utilisée que dans 15 % des gisements. Dans certains cas, elle permet d'atteindre un taux de récupération de 70 % (Ekofisk).

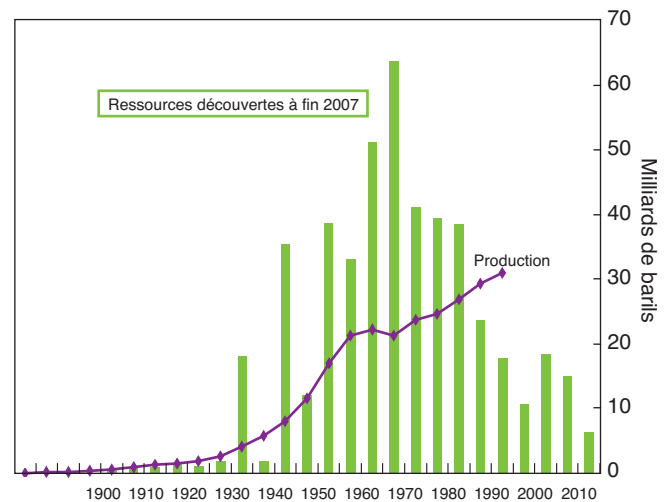
Le changement des modes de production généralisé à tous les gisements du primaire, au secondaire puis au tertiaire devrait permettre d'amener des réserves additionnelles en quantité non négligeable. Toutefois, deux critères limitent ces changements : la disponibilité en produits à injecter et le surcoût engendré. Actuellement, beaucoup de spécialistes situent globalement ces réserves additionnelles entre 200 et 300 Gb.

De nouvelles réserves

Le potentiel des nouvelles découvertes en pétrole conventionnel demeure important car certaines régions restent aujourd'hui peu ou pas explorées :

- Arctique, offshore profond, onshore très enfoui et ultraprofond, mais aussi pièges jusqu'alors non explorés car difficilement détectables, tels que zones tectoniquement complexes, pièges stratigraphiques, etc. L'amélioration des outils de prospection sismique ainsi que les progrès réalisés dans la connaissance et la modélisation des bassins sédimentaires (reconstitution de l'histoire géologique et pétrolière d'un bassin) permettent d'envisager de nouveaux champs d'exploration. Tel est le cas par exemple des fabuleuses découvertes au large du Brésil (Tupi, Carioca, etc.), qui n'auraient pas pu être envisagées il y a seulement quelques années, découvertes réalisées par plus de 2 000 m d'eau et sous 5 000 m de couvertures sédimentaires, et dont les réserves annoncées se chiffrent pour chacune à plusieurs milliards de barils équivalents pétrole.

Fig. 5 - Ressources découvertes et productions moyennées sur cinq ans



Source : IFP, d'après IHS

Les pétroles dits "non conventionnels" devraient également permettre d'accéder à d'importantes nouvelles réserves :

- les sables asphaltiques et bruts extra-lourds, hydrocarbures très denses et très visqueux, représentent près de 4 000 Gb de ressources en place, dont près de 600 pourraient à terme être récupérés. Déjà exploités au Venezuela et au Canada, ils pourraient l'être dans d'autres endroits du monde (Russie, Nigeria, etc.). Leur exploitation nécessite cependant de grandes quantités d'énergie et d'eau, tant pour les extraire que pour les transformer en pétrole de synthèse acceptable par n'importe quel type de raffinerie. Leur production future sera donc contrainte par les disponibilités en eau et énergie. Compte tenu des surcoûts engendrés et des problèmes environnementaux qu'ils posent, le développement des 600 Gb de ressources extractibles reste aujourd'hui lent. Si certains organismes tels que BP et O&GJ annoncent des réserves de 151 à 173 Gb, ces valeurs restent très controversées. Compte tenu du fait qu'ils sont localisés, donc découverts, il s'agit pour la grande majorité de volumes annoncés de ressources contingentes, et non pas de réserves. De nouvelles techniques devront voir le jour pour exploiter ces huiles à moindres coûts et impact sur l'environnement,
- autres ressources importantes : les schistes bitumineux dont l'exploitation consiste à produire les roches-mères immatures, c'est-à-dire à finir (grâce à une pyrolyse) ce que la nature n'a pas fait. Avec 3 000 Gb équivalents en place, ils pourraient également à terme offrir des volumes importants d'hydrocarbures. Dans le passé, ces schistes ont servi, localement et

Un point sur les ressources en hydrocarbures - 1 - Les liquides pétroliers

momentanément, à produire des carburants, mais surtout à alimenter des centrales thermiques (Estonie). Leur exploitation est aujourd'hui très problématique car très coûteuse (> 100 \$/b) et, de plus, négative pour l'environnement (destruction de paysage, pollution atmosphérique, génération de cendres, pollution par les métaux lourds, etc.). Cependant, de nouveaux projets sont à l'étude notamment aux États-Unis (Green River), où ils pourraient contribuer à une plus grande indépendance énergétique.

Pour conclure, les réserves courantes de 960 (O&GJ) ou de 1060 Gb (BP) pourraient, avec les différentes autres ressources, dépasser les 1 600, voire atteindre les 2 000 Gb. La répartition future de ces 1 600 voire 2 000 Gb resterait pratiquement la même que celle observée actuellement (figure 6), avec une prédominance marquée du Moyen-Orient. La part de celui-ci passerait cependant de 57 % à 48 %, au bénéfice de l'Afrique, l'Amérique du Sud et du Nord et l'Asie-Pacifique, tandis que les poids des réserves des pays de la CEI et de l'Europe resteraient similaires.

La question qui se pose alors réside dans les contraintes qui pourraient limiter le passage de ces ressources en réserves.

Des contraintes qui risquent de limiter les réserves futures

La transformation des ressources en réserves est soumise à différentes contraintes :

- géopolitiques et réglementaires : un contexte politique, un cadre juridique et fiscal adéquats sont indispensables. Le risque politique peut être un frein important à l'exploration et la mise en production de nouvelles

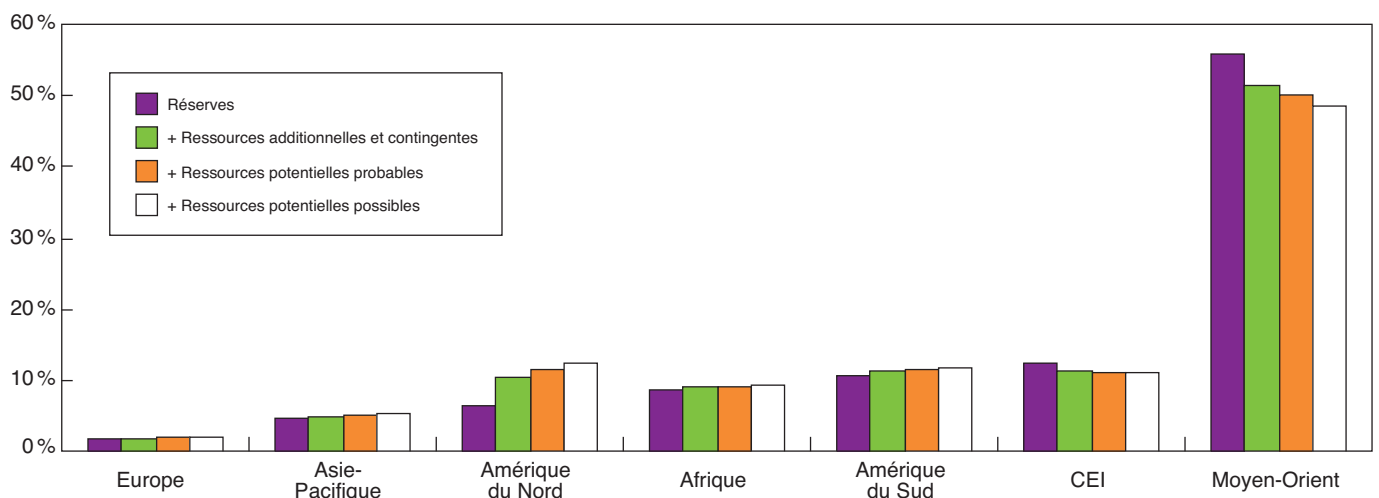
accumulations, comme en Irak depuis une trentaine d'années. Par ailleurs, la possibilité de construire des réseaux d'évacuation vers les zones de consommation est essentielle. L'évacuation des hydrocarbures des pays enclavés peut nécessiter la pose de conduites traversant des états instables, constituant un frein notable au développement des ressources (pays bordant le Mer Caspienne),

- sur le niveau des investissements : découvrir, développer et évacuer les hydrocarbures demande de très lourds capitaux, estimés en 2009 à 410 G\$ (voir fiche "Activité et marchés en exploration-production"). Dans de nombreux pays, la disponibilité de financements locaux n'est pas garantie ou est insuffisante. Seul l'apport de financements étrangers permettrait les développements souhaités. Se pose alors la question de l'ouverture réelle de ces pays aux investisseurs étrangers,
- techniques et humaines : le développement de ressources de pétrole plus difficiles à trouver et à mettre en production, conventionnelles ou non, exige un savoir-faire et des compétences techniques de plus en plus pointues,
- marché : le contexte de prix influe fortement sur le niveau des investissements et des développements des réserves,
- environnementales, comme on le voit par exemple en Alaska ou dans le domaine des bruts non conventionnels.

Quelle évolution possible de la courbe de production du pétrole ?

La multiplicité des paramètres et des inconnues rend délicate l'élaboration d'une courbe des productions

Fig. 6 - Répartitions des réserves courantes et futures attendues par grandes entités géographiques



Source : IFP

Un point sur les ressources en hydrocarbures - 1 - Les liquides pétroliers

mondiales couvrant les décennies à venir. De nombreux profils ont été publiés, ayant l'allure d'une courbe en cloche ou d'un plateau plus ou moins dissymétrique, avec des productions maxima comprises entre 85 Mb/j pour les plus pessimistes en 2010 (Campbell) et 107 Mb/j en 2030 pour les plus optimistes (AIE).

Deux grands types de scénarios de production sont à envisager : l'un reposant sur des hypothèses de réserves et ressources conservatrices avec 960 Gb de réserves courantes et 695 Gb de réserves futures (figure 7), et l'autre plus optimiste, avec 1060 Gb de réserves courantes et 975 Gb de réserves futures (figure 8). Dans les deux cas, les scénarios de production présentés sont des cumuls des scénarios des productions des 97 principaux pays producteurs. Pour les pays n'ayant pas encore traversé leur pic de production, leur production a été calculée pour atteindre un maximum avec une croissance annuelle, précédent leur pic, limitée à 2 % en moyenne.

Ces deux types de scénarios soulignent l'interaction forte entre production et renouvellement des réserves :

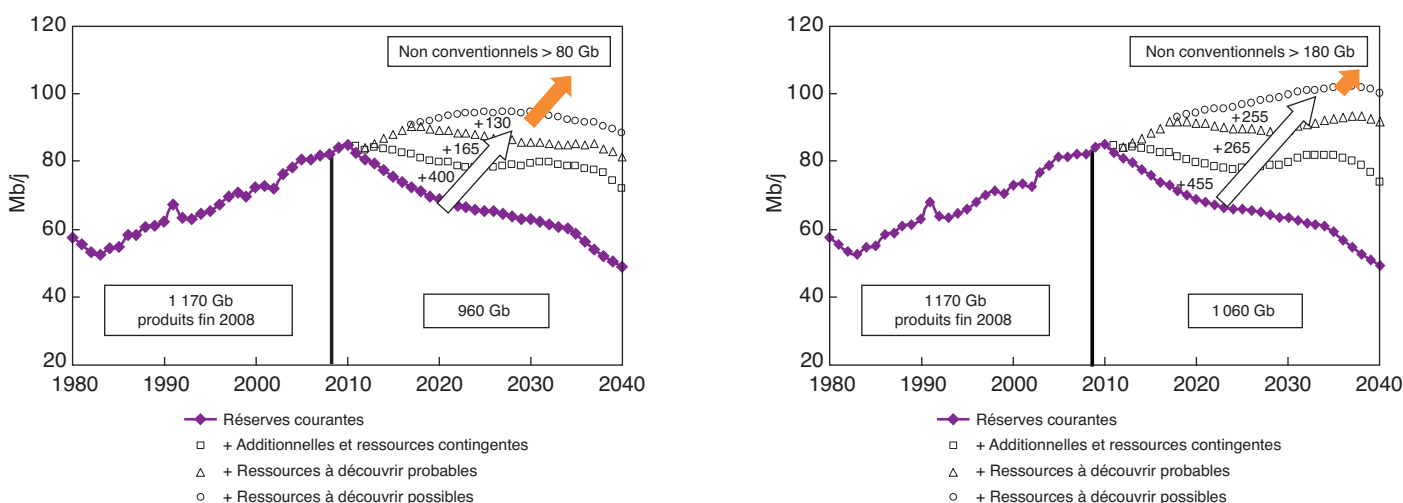
- sans renouvellement des réserves, le déclin de la production est attendu vers 2011. Ceci est tout à fait normal car pour produire plus, ou tout autant, il faut sans arrêt investir, ce que font les compagnies pétrolières. Ce scénario correspond à un arrêt de l'exploration, soit une réduction des investissements de 15 à 20 %,
- avec renouvellement des réserves, ce déclin pourrait être différé. Ceci nécessite le maintien, voire l'augmentation régulière des investissements comme c'est le cas historiquement (voir fiche "Activité et

marchés en exploration-production"). On estime que la mise en production des réserves additionnelles et des ressources contingentes permettrait de maintenir les productions 2008 jusqu'en 2014, puis de maintenir une production journalière autour des 80 Mb/j jusqu'en 2035 environ (figures 7 et 8). Seules les mises en production des nouvelles réserves permettraient d'augmenter la production. La mise en production des ressources probables restant à découvrir pourrait permettre d'accroître l'extraction à 90 Mb/j vers 2017 (figure 7), voire 91 en 2018 (figure 8). La mise en production des ressources possibles donnerait dans les deux cas une production mondiale en plateau bombé, pouvant atteindre 94 Mb/j vers 2027 (figure 8) ou 101 Mb/j vers 2034. Enfin, on estime que la mise en production plus massive des pétroles non conventionnels permettrait dans les deux cas de ralentir les déclin de production plus que d'en augmenter le niveau.

Conclusion

Les réserves courantes mondiales de pétrole et de condensats sont comprises entre 960 et 1060 Gb. Elles sont inférieures aux réserves déjà produites, ce qui suggère un déclin prochain de la production mondiale (conformité aux résultats obtenus par les pays ayant été dans les mêmes conditions de ratio réserves restantes/réserves produites). Ce déclin attendu des réserves courantes n'est en rien surprenant, mais contrairement au passé, il ne pourra être différé que par l'arrivée de pétroles de haute technologie : amélioration des taux de

Fig. 7 et 8 - Scénarios de production conservateur du pétrole et des condensats selon les efforts qui seront entrepris pour les produire



Source : IFP

Un point sur les ressources en hydrocarbures - 1 - Les liquides pétroliers

récupération, arrivée de nouvelles réserves contenues dans des gisements plus petits, plus profonds, plus complexes et avec une part de non conventionnels de plus en plus importante. Ces réserves nécessitent, pour être exploitées, un maintien voire une croissance des investissements et compétences techniques de haut niveau. Selon l'intensité et la rapidité de mise en œuvre de ces moyens, la production mondiale de liquides pétroliers pourrait globalement être maintenue à 80 Mb/j jusqu'en 2035 environ (pseudo plateau), voire légèrement augmentée (plateau bombé) jusqu'en 2027 (94 Mb/j), voire 2035 (101 Mb/j). Ces chiffres concernent l'approvisionnement attendu uniquement à partir du pétrole et des condensats. La satisfaction de la demande passera aussi par la production de liquides à partir d'autres sources telles que biomasse, gaz (GtL) ou charbon (CtL), dont il n'est pas question dans ce document.

Il est important de rappeler que l'évolution du profil de production mondiale de pétrole n'est pas liée à la seule mise à disposition des réserves et des ressources. Des modifications majeures au niveau de la demande peuvent également fortement impacter ce profil. Quels que soient les scénarios, seule l'arrivée rapide de réserves issues de nouvelles découvertes permettra d'augmenter le rythme journalier de production.

Pour finir, il faut prendre conscience que ces efforts de mobilisation de nouvelles réserves et les investissements qui les accompagnent sont indispensables pour assurer une période de transition énergétique acceptable par tous, et souhaitables, d'un point de vue politique et économique.

Yves Mathieu

Manuscrit remis en novembre 2009

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