

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,

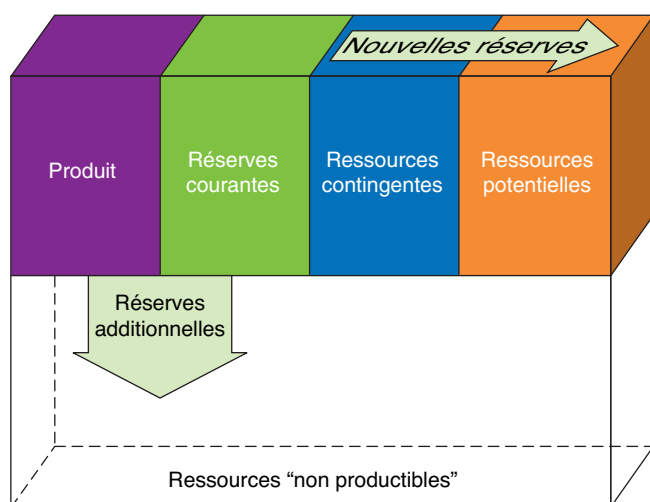
* Liquides pétroliers : pétrole brut et condensats (liquides de gaz naturels les plus lourds ou C₅₊)

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).

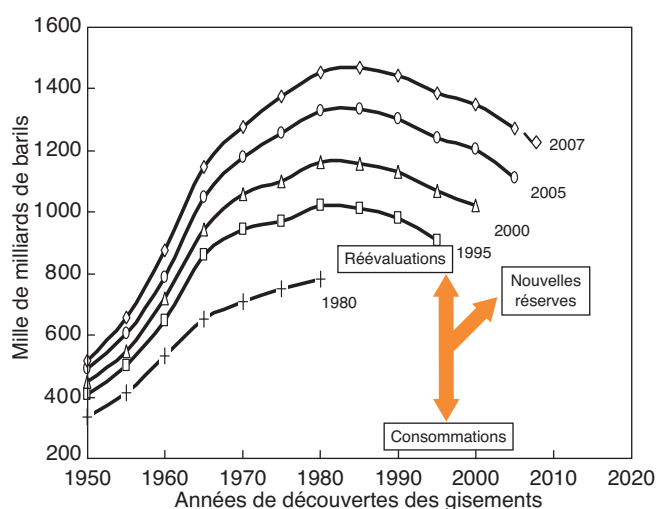
Pour le pétrole, ces conditions se répètent dans plus de 15 000 gisements, opérés par une centaine de compagnies pétrolières dans plus de 133 pays, et il est impossible de les chiffrer avec certitude. Les chiffres annoncés sont donc des estimations momentanées qui ne peuvent que changer. Ceci est illustré 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 C_{5+}).

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 :

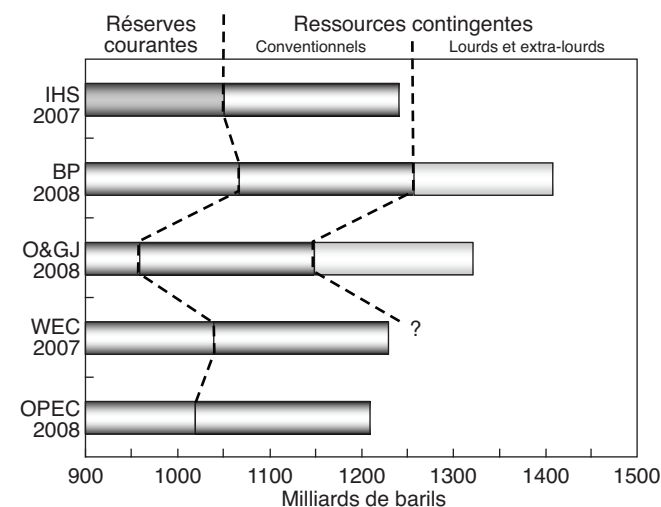
- la quantification s'affine avec la connaissance que l'on a d'un gisement, c'est-à-dire plus on avance dans l'exploitation et la vie d'un champ,
- pour la qualification, le principal problème réside dans l'absence de distinction entre les réserves courantes et les ressources contingentes. Il se pourrait 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

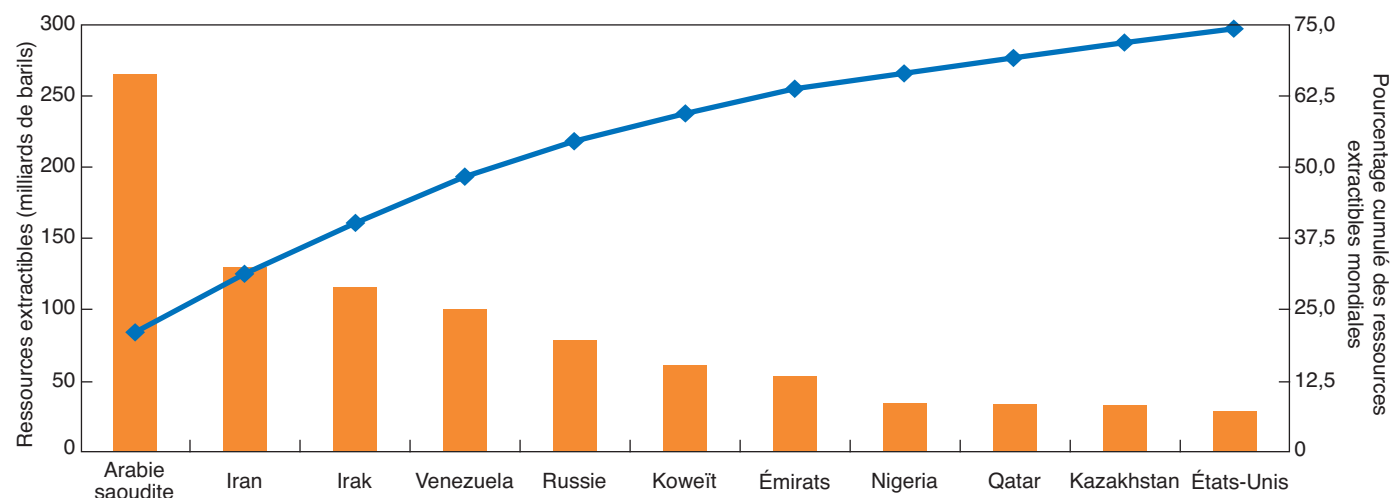
centrale (15 %), l'Amérique du Sud (10 %), l'Afrique (8 %), l'Amérique du Nord (6 %), l'Asie-Pacifique (5 %) et l'Europe (2 %). Autre mode de segmentation, l'OPEP dispose de 67 % des ressources extractibles, la CEI 15 %, les pays de l'OCDE 8 % et les autres pays 10 % environ (Brésil, Chine, Inde, Pakistan,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

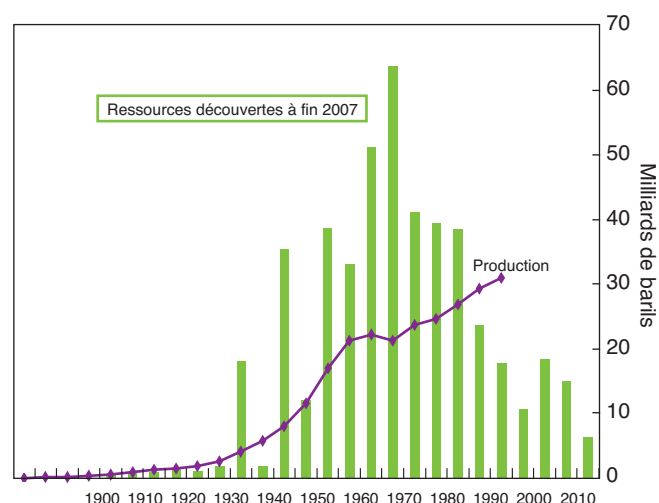
Le changement des modes de production généralisé à tous les gisements du primaire, au secondaire puis au tertiaire devrait permettre d'amener des réserves additionnelles en quantité non négligeable. Toutefois, deux critères limitent ces changements : la disponibilité en produits à injecter et le surcoût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

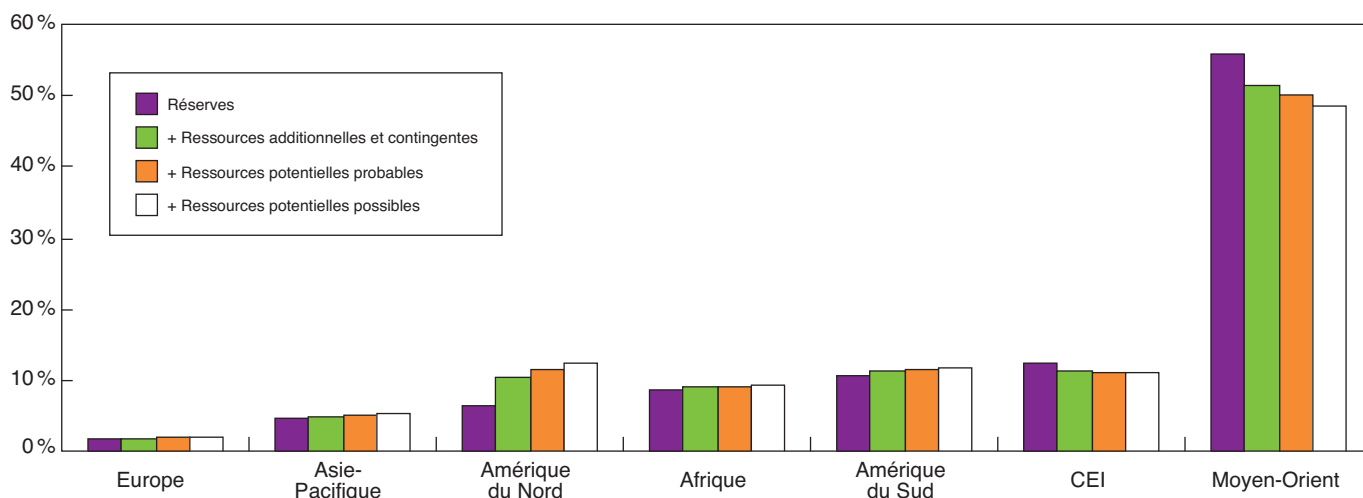
accumulations, comme en Irak depuis une trentaine d'années. Par ailleurs, la possibilité de construire des réseaux d'évacuation vers les zones de consommation est essentielle. L'évacuation des hydrocarbures des pays enclavés peut nécessiter la pose de conduites traversant des états instables, constituant 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 :

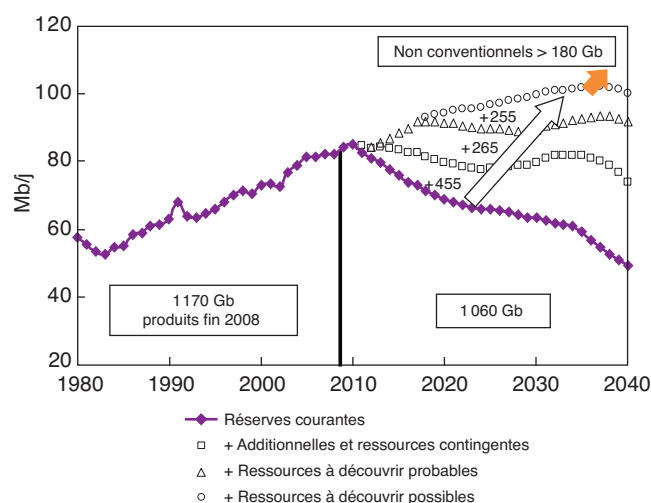
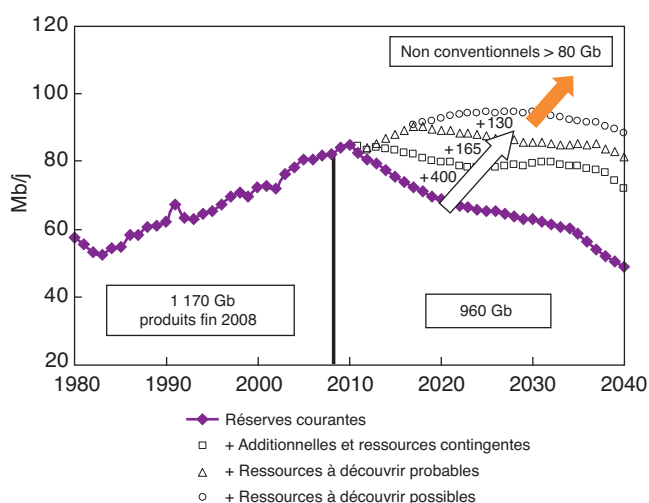
- sans renouvellement des réserves, le déclin de la production est attendu vers 2011. Ceci est tout à fait normal car pour produire plus, ou tout autant, il faut sans arrêt investir, ce que font les compagnies pétrolières. Ce scénario correspond à un arrêt de l'exploration, soit une réduction des investissements 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

recupération, 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

Update on hydrocarbon resources

1 - Petroleum liquids*

The level of current oil reserves would not be able to sustain the present pace of world production in the long run. Even in an energy transition context, it remains vital to mobilize new reserves to prevent a sharp decline in production. This requires the convergence of a number of technical, human, financial and political factors.

Hydrocarbons continue to be major energy sources

Today, oil and gas represent more than 60% of the primary energy supplied to the 6.5 billion inhabitants on earth. Whether used for energy production, heating, transport or as a source of raw materials, they are not easily or massively replaced. In the years to come, the world population and average per capita income are expected to rise, which will increase world demand for energy and therefore hydrocarbons. In light of the slow development of alternative energies, oil and gas will remain dominant in the next few decades. Under these circumstances, the matter of ultimate recoverable reserves continues to be of vital concern.

Review of basic concepts

Reserves and resources: clear definitions and very restrictive concepts

We will use the following terms, consistent with the definitions adopted by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and the World Petroleum Congress (WPC):

- ultimate reserve, the quantities generated over geological time and contained in the terrestrial subsurface. The quantities inside a geological formation are referred to as "resources in place". This includes what has been, what is going to be and what will never be produced. The evaluation of ultimate reserves involves carrying out material balance calculations for sedimentary basins, to estimate the status of exploration there, and also for geological formations, to estimate the quantities in place, quantify the recovery rate and undertake (or not) to improve it,

- contingent resources, the producible quantities contained in current discoveries not yet programmed for production,
- potential resources, the producible quantities contained in undiscovered accumulations,
- current resources, the volumes remaining to be produced, located exclusively at geological formations under production or about to come onstream, which are subject to existing economic and technical conditions. They make up only a portion of the volumes contained in said geological formations. The remaining quantities are known as non-producible resources; a portion of the latter will never be produced and be referred to as "trapped",
- additional reserve, the volumes that have become producible to the detriment of resources initially classified as non-producible. They reflect improvements made in the recovery rate by implementing methods of production that offer better performance,
- new reserve, these quantities are obtained by bringing new fields into production. In other words, they change categories, from "contingent and/or potential resources" to "reserves".

Any change in technical or economic conditions leads to changes in the announced figures, which are revised up as soon as a change improves exploration or production performance.

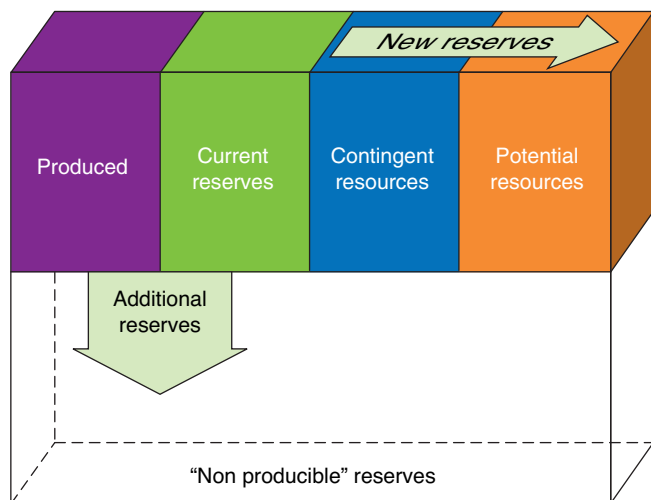
Quantities are estimated, not measured

It is quite a challenge to determine, with exactitude, the reserves and resources contained in the more than 25,000 hydrocarbon accumulations disseminated across the surface of the earth. Published figures are estimates that are even more subjective because they are based on partial data and announced by hundreds of different operator companies that may or may not be obliged to have them certified.

* Petroleum liquids are defined as crude oil and condensates (the heaviest natural gas liquids or C_{5+})

Update on hydrocarbon resources - 1 - Petroleum liquids

Fig. 1 - The categories of reserves and resources that make up ultimate resources



Source: IFP, from JPG and WPC

Resources and reserves are calculated using parameters about which knowledge is limited and uncertain, such as: the exact geometry of the traps, the quality of the reservoir rock, the hydrocarbon content and the rate of recovery.

Estimates are made using two methods of calculation: the deterministic and the probabilistic. The deterministic method yields a single value that, according to the oil companies, corresponds to high-certainty values for resources and reserves. The probabilistic method provides the continuum of all possible values ranging from the minimal values for the various parameters (100% chance of existing) to the maximum values (0% chance of existing), and therefore a succession of values that increase as the probability of their existence decreases. The calculated reserves are called:

- 1P (proved). These reserves, associated with a high degree of certainty, are referred to as P90 when using the probabilistic method, because they correspond to quantities that have a 90% chance of existing,
- 2P (proved + probable). The quantities computed are larger and the degree of uncertainty is higher. These reserves are known as P50 when, using the probabilistic method, they have a 50% chance of existing,
- 3P (proved + probable + possible). They are called P10 when they only have a 10% chance of existing when using the probabilistic method.

For a field under development, the reserves announced corresponds, according to the oil companies, to the proved reserves or 1P, i.e. quantities with reasonable certainty of being recovered under current economic and technical conditions. As development proceeds,

more and more data become available so that initial estimates can be refined and 1P reserves updated. Experience shows that this process of revising estimates yields final numbers that are close to the initially computed 2P reserves.

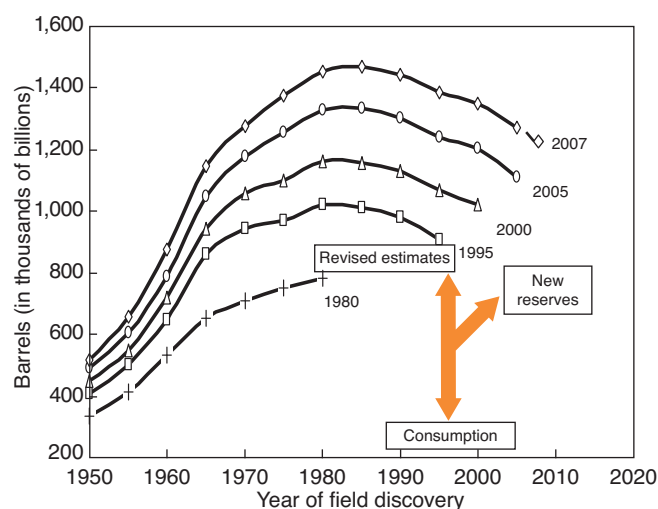
Reserves are in a constant state of change

Reserves are calculated and not measured. For any given accumulation, they will depend on the means of production implemented. In other words, they are revised with each technical and economic advance and are subtracted from produced volumes. Reserves are always the product of the competition between produced volumes and the volumes added when revising estimates. Added volumes might originate in gains from a positive revised estimate of economically extractable volumes, improved recovery rates (additional reserves) or production starts at new fields (new reserves).

For oil, these conditions are repeated at more than 15,000 fields operated by about a hundred oil companies in more than 133 countries. It is impossible to arrive at figures presenting a high level of certainty. The published figures are estimates at a specific point in time and will inevitably change. This can be seen in Figure 2, which shows the curves for extractable resources (current reserves + contingent resources) estimated in different years, depending on the dates of field discovery. This manner of grouping liberates one from the changes incurred when contingent resources are transformed into reserves. Figure 2 underscores that:

- the bulk of resources still extractable were discovered before 1970,

Fig. 2 - Trends in extractable quantities of oil for different periods, depending on the date of discovery



Source: IHS

Update on hydrocarbon resources - 1 - Petroleum liquids

- published estimates are always being revised, even for the volumes contained in accumulations discovered more than 50 years ago,
- quantities announced today must be revised tomorrow. It is thought that initial estimates are always low by more than 100 billion barrels (Gbbbl), at the very least,
- extractable resources peaked in about 1980 according to estimates made in 1995, but estimates revised in 2007 situated the peak in about 1985. These maximum values show that, since then, production has exceeded the replacement of reserves.

Reserves of petroleum liquids at the end of 2008

The term "petroleum liquids" covers crude oil and condensates, i.e. the heaviest natural gas liquids (or C_{5+}).

Reserves with a strong strategic connotation

World demand for energy, hence oil and gas, is growing. The possession of reserves and resources in large quantities confers economic and strategic weight of the first order upon owner countries. Some countries may be very tempted to blur the distinction between reserves and contingent resources, or to simply overestimate their reserves, which is why published figures are often disputed.

Reserves, disputed but not exaggerated

There are many and various reasons to dispute reserve estimates, including issues relative to quantification, qualification and certification:

- quantification can be refined as more is learned about a field, i.e. the further the field proceeds in its development and life span,
- as for qualification, the biggest problem lies in the lack of distinction between current reserves and contingent resources. It may be that the published reserves are overestimated in anticipation of the investments required for their production,
- for most oil companies, the certification of reserves is not mandatory. 80% of all extractable reserves are held by national companies, which generally are under no obligation to have their published figures certified.

This situation is the source of many disagreements over the relevance of reserves declared by some of the OPEC countries. This impression was reinforced in the late 1980s when the Emirates, Iran, Iraq, Kuwait and Saudi Arabia revised their reserves up massively following the collapse of oil prices. The purpose of increasing their reserves was to boost their export potential following the

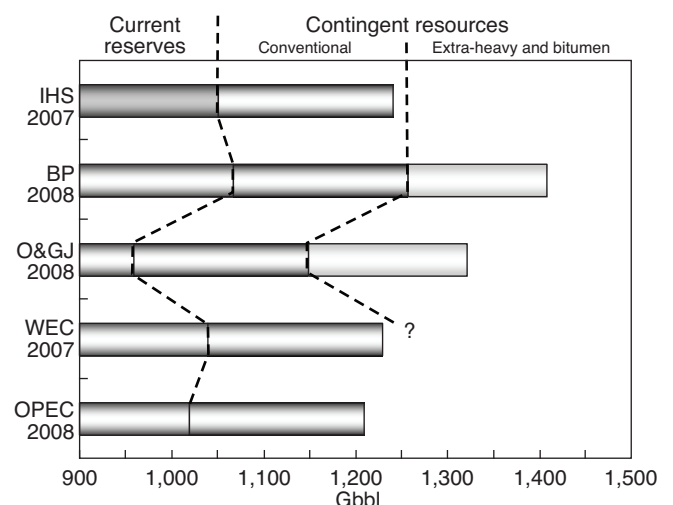
introduction of production quotas, calculated pro rata based on the reserves of each country. Does this mean that announced reserve estimates are unrealistic? Not at all. It must be remembered that these countries have changed from a restrictive method of calculating reserves – only counting recoverable quantities at fields provided with production installations – to a broader one.

Estimates of world extractable resources published by the main sources of information vary tremendously (Figure 3). After cross-referencing the data and making extrapolations based on past production, we have good reason to think that current world reserves (not including contingent resources) are situated somewhere between 960 Gbbbl (*Oil & Gas Journal*, or O&GJ) and 1,060 Gbbbl (BP), equivalent to 32 to 35 years of production at actual levels of consumption. If we include the contingent resources contained in new discoveries, these estimates would exceed 1,150 Gbbbl and attain 1,240 Gbbbl, respectively. If we then factor in extra heavy crudes and Canadian tar sands, they would exceed 1,300 and might reach 1,400 Gbbbl.

Reserves, concentrated in a small number of countries

More than the controversy over estimates, it seems important to stress that these reserves are concentrated in a small number of countries. Saudi Arabia ranks first with more than 20% of reserves, followed by Iran, Iraq and Venezuela, four countries holding more than half of the world's reserves. Three-quarters of world reserves are found in only 11 countries, including the largest consuming country, the United States. The remaining quarter is distributed among 122 countries (Figure 4).

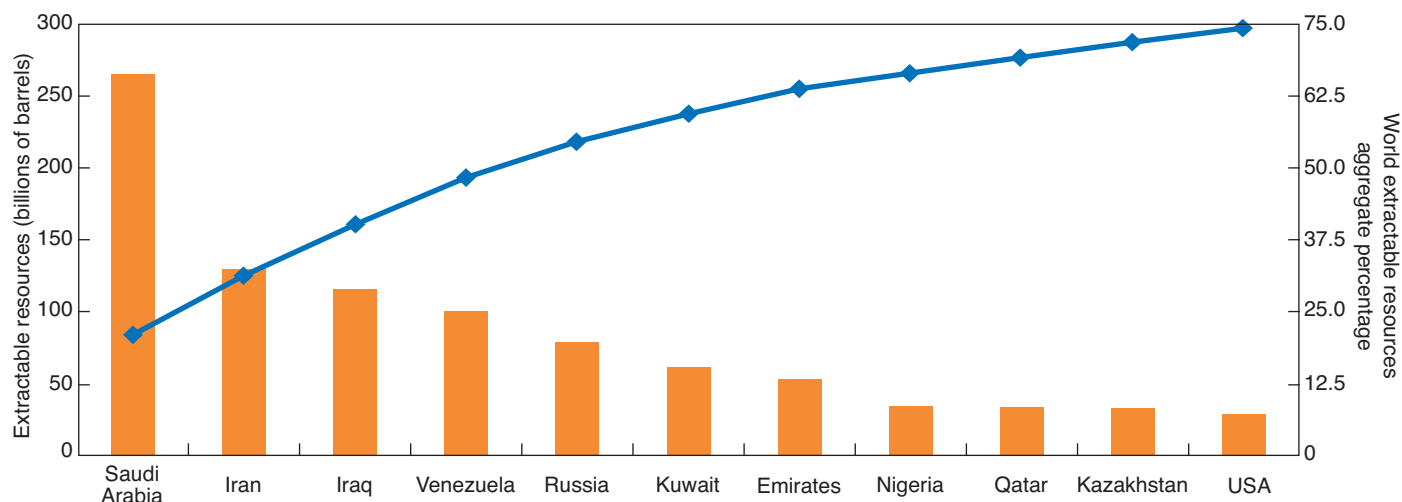
Fig. 3 - Published estimates for reserves and contingent resources



Source: IFR, from IHS, BP, O&GJ, WEC and OPEC

Update on hydrocarbon resources - 1 - Petroleum liquids

Fig. 4 - The 11 countries richest in extractable petroleum liquid resources



Source: IFP, from IHS

The Middle East, taken as a whole, holds about 54% of world reserves, followed by Russia and Central Asia (15%), South America (10%), Africa (8%), North America (6%), Asia-Pacific (5%) and Europe (2%). Using another mode of segmentation, OPEC contains 67% of the extractable resources, the CIS 15%, OECD countries 8% and other countries (e.g. Brazil, China, India and Pakistan) about 10%.

The escalating search for future reserves

Additional reserves

With the exception of regions to which access has been gained only recently (e.g. deep offshore, sedimentary formations buried at very great depths), the discoveries of the last 30 years have been located in geological formations that are increasingly small, deep and complex and therefore increasingly hard to detect. Not since the 1980s have world reserves been replaced by new discoveries alone (Figure 5). Today, more than two-thirds of the annual renewal of world reserves comes from revising up the reserve estimates for existing fields. By simply revising the 1P reserve estimates for fields already under production or in the process of coming onstream, one would be likely to obtain an increase of 100 to 200 Gbbl. The increase is expected to come from drilling new wells (e.g. straight, horizontal, multi-drain and multiple completions) and from implementing modes of recovery offering better performance. It is important to recall that today, on average, only one-third of the oil contained in a reservoir is recovered. A one-point increase in the world rate of recovery is equivalent to nearly two years' worth of consumption. There are a number of ways to improve this rate: gain more knowl-

edge about the characteristics of a reservoir and its heterogeneities, simulate flow more systematically or inject various products. There are three main categories of production:

- primary production consists simply of pumping oil. The recovery rates are variable but average less than 20%. One-fifth of the world's oil production falls into this category,
- secondary production involves injecting water, which brings the average recovery rate up to 30%. Two-thirds of the oil produced in the world is extracted using this technique,
- tertiary production calls for adding chemicals to the water or injecting gas (air, carbon dioxide or gas produced). It brings the average recovery rate up to 33% and is only used at 15% of existing oil fields. In some cases, it boosts the recovery rate to 70% (Ekofisk).

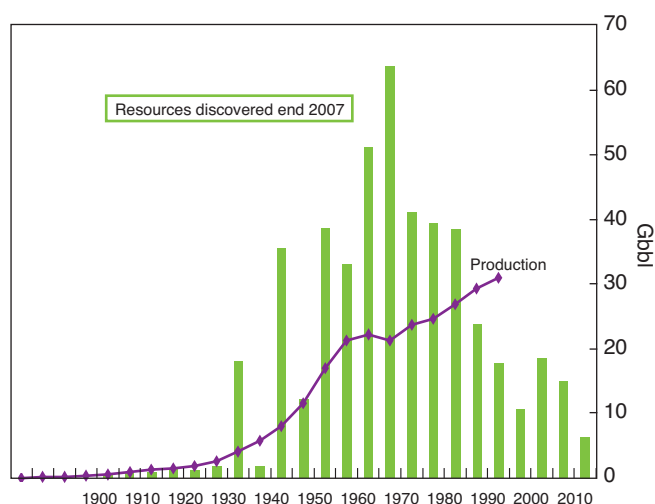
The general shift from primary production to secondary, and then to tertiary, is expected to contribute additional reserves in non-negligible quantities. However, this shift is limited by two criteria: the availability of products to be injected and the extra-cost incurred. Today, many specialists estimate that there are roughly 200-300 Gbbl in additional reserves.

New reserves

The potential for new discoveries of conventional oil remains high, because some regions of the world have seen little or no exploration: the Arctic, deep offshore and ultradeep zones (onshore and offshore), but also reservoir traps that have never been explored because they were difficult to detect (e.g. tectonically complex

Update on hydrocarbon resources - 1 - Petroleum liquids

Fig. 5 - Discovered resources and five-year production averages



Source: IFP, from IHS

areas and stratigraphic traps). Improvements in seismic prospection tools and advances in our knowledge of sedimentary basins and their modeling, used to reconstitute the geological and development history of oil-bearing basins, have broadened the scope of exploration. A case in point: the fabulous discoveries off the coast of Brazil (e.g. Tupi and Carioca) would not have been possible only a few years ago. Each of these discoveries, made at depths of more than 2,000 meters of water and located beneath 5,000 meters of sedimentary cover, contain announced reserves of several billion barrels oil equivalent.

The so-called “unconventional” oil should also permit access to large new reserves:

- tar sands and extra-heavy oil, very dense and viscous hydrocarbons, represent nearly 4,000 Gbbl of resources in place, nearly 600 of which could eventually be recovered. They are already developed in Venezuela and Canada and may eventually be in other parts of the world (e.g. Russia and Nigeria). However, large quantities of energy and water are required to mine and process these resources to produce a syn-crude suitable for use at any type of refinery. Their future production will be constrained by the availability of water and energy. Considering the additional costs incurred and the environmental challenges involved, the development of the 600 Gbbl of extractable resources proceeds at a slow pace. BP, the *O&G Journal* and a few others have announced reserves of between 151 and 173 Gbbl, but these figures are heavily disputed. The great majority of the quantities announced, which have been located and therefore discovered, are contingent resources and

not reserves. New techniques will have to be developed to reduce the cost of exploiting these oils as well as their environmental impact,

- other important resources: bituminous shales whose development involves producing from immature source rock, i.e. completing (via pyrolysis) what Nature has left unfinished. With 3,000 Gbbl equivalent in place, these shales could eventually yield large quantities of hydrocarbons. In the past, they have been used locally and on a temporary basis to produce motor fuels and, especially, to fuel thermal power plants (Estonia). Today, the development of these resources is highly problematical because it is very expensive (>\$100/bbl) and has some of the most negative effects on the environment (e.g. it destroys the landscape, pollutes the air, generates ash particles and pollutes the environment with heavy metals). However, new projects are under study, especially the Green River project in the United States, where they may contribute to the effort to reduce energy dependence.

In conclusion, current reserves – situated between 960 Gbbl (O&GJ) and 1,060 Gbbl (BP) – could, with the various other resources, exceed 1,600 Gbbl or even reach 2,000 Gbbl. The breakdown of these 1,600 or 2,000 Gbbl in the future would be practically the same as it is today (Figure 6), with the Middle East showing a marked predominance. The Middle East would nevertheless see its share decline from 57% to 48% in favor of Africa, South and North America and Asia-Pacific, whereas the reserves of the CIS countries and Europe would weigh in at similar levels.

The question here is: What constraints may limit the transformation of these resources into reserves?

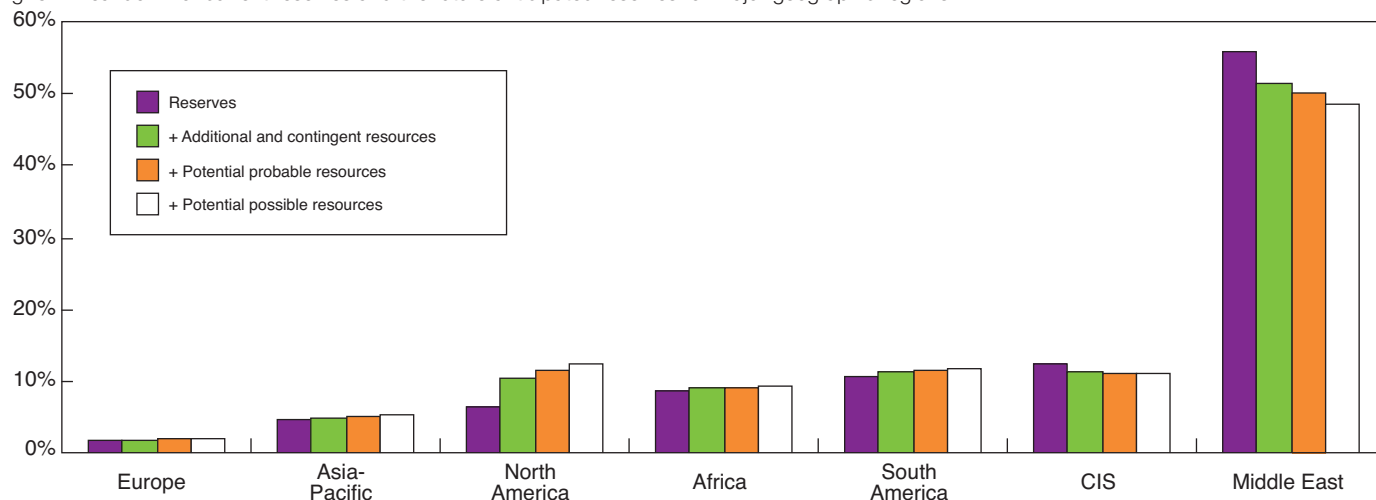
Constraints likely to limit future reserves

The transformation of resources into reserves is subject to different constraints:

- geopolitical and regulatory: the right political, legal and tax conditions must exist. Political risk can substantially inhibit exploration and production starts at new accumulations, as has been the case in Iraq for the last 30 years. Furthermore, it must be feasible to build systems for shipping hydrocarbons to consumer markets. The fact that pipelines must sometimes routed through unstable countries in order to get oil and gas out of landlocked countries can significantly hinder resource development (e.g. countries on the Caspian Sea),
- affecting the level of investment: the discovery, development and shipping of oil and gas absorb very large

Update on hydrocarbon resources - 1 - Petroleum liquids

Fig. 6 - Breakdown of current reserves and the future anticipated reserves for major geographic regions



Source: IFP

amounts of capital, estimated at \$410 billion for 2009 (see Panorama article: "Activities and Markets in Exploration-Production"). In many countries, the availability of local financing is not assured or is inadequate. Only an injection of foreign funds could make it possible to undertake the desired developments. This raises a question about the extent to which these countries are actually open to foreign investors,

- technical and human: increasingly sophisticated technical know-how and expertise are needed to develop oil resources, conventional or unconventional, which have become harder to find and produce,
- market: the oil price situation has a strong influence on the level of investment and the development of reserves,
- environmental: Alaska and the unconventional crude sector are cases in point.

What will the oil production curve look like?

Given the number of parameters and unknowns, it is not easy to come up with a world production curve for the decades to come. A number of profiles have been published, some bell-shaped and others following a more or less dissymmetrical plateau, with production peaking at 85 million barrels a day (Mbbld) in 2010 according to the more pessimistic scenarios (Campbell) and 107 Mbbld in 2030 in the more optimistic ones (IEA).

Production scenarios fall into two main groups. Those in the first group are based on conservative hypotheses for current and future reserves: 960 Gbbl and 695 Gbbl, respectively (Figure 7), while those in the second group rely on more optimistic figures: 1,060 Gbbl and 975 Gbbl, respectively (Figure 8). In both instances, the production scenarios presented are aggregates of production

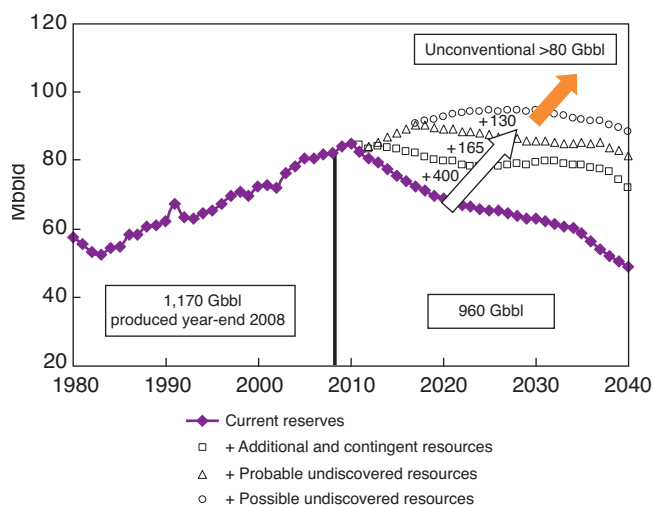
scenarios for the top 97 producing countries. For countries that have not yet reached their production peak, production was calculated to reach its maximum with annual pre-peak growth not exceeding 2% on average.

These two types of scenario underscore the strong interaction between production and the replacement of reserves:

- if reserves are not renewed, production is expected to decline in about 2011. This is perfectly logical, because it takes constant investment to produce more or as much, which is what oil companies are doing. This scenario corresponds to a halt in exploration, i.e. a reduction in capital expenditure of 15 to 20%,
- if reserves are renewed, it may be possible to defer decline. To do so, the level of investment would have to be maintained, or steadily increased, as has been done historically (see article: "Activities and Markets in Exploration-Production"). It is estimated that bringing additional reserves and contingent resources onstream would maintain the 2008 level of production through 2014, then keep daily production in the vicinity of 80 Mbbld through about 2035 (Figures 7 and 8). Production could only be augmented by calling on new reserves. Bringing undiscovered probable resources into production could help boost extracted resources to 90 Mbbld by about 2017 (Figure 7) or 91 Mbbld by 2018 (Figure 8). Bringing possible resources onstream would yield, in both cases, a slight rise in the world production plateau that could reach 94 Mbbld by 2027 (Figure 8) or 101 Mbbld by 2034. Finally, it is thought that producing unconventional oils on a more massive scale would, in both instances, serve more to slow down the decline of production than to increase its level.

Update on hydrocarbon resources - 1 - Petroleum liquids

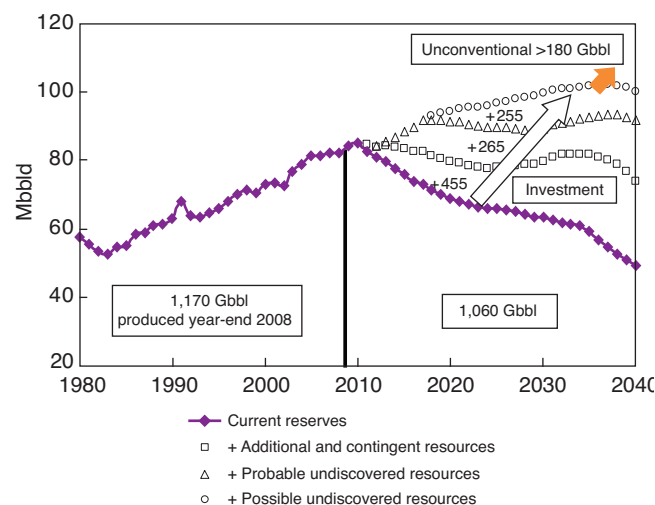
Fig. 7 and 8 - Conservative scenarios for the production of oil and condensates, depending on the efforts undertaken to produce them



Source: IFP

Conclusion

Current world reserves (oil and condensates) are situated between 960 and 1,060 Gbbl. They are lower than the reserves already produced, which suggests an imminent decline in world production (consistent with results obtained by countries having observed similar remaining/produced reserves ratios). The expected decline in current reserves is not surprising; however, unlike the situations occurring in the past, it can only be deferred by the arrival of high-tech oils. Rates of recovery must be improved; new reserves must be extracted from geological formations that are smaller, deeper and more complex; and the proportion of unconventional oils is on the rise. To develop these new reserves, the level of capital investment and sophisticated technical expertise must be maintained or increased. Depending on the intensity and speed of their implementation, world production of petroleum liquids could be maintained at 80 Mbbld until about 2035 (pseudo plateau), or slightly increased (bumpy plateau) through 2027 (94 Mbbld) or



2035 (101 Mbbld). These forecasts cover the supply derived exclusively from oil and condensates. To meet demand, petroleum liquids will have to be produced from other sources as well, such as biomass, gas (GTL) or coal (CTL), which are not covered in this paper.

It is important to recall that variations in the world oil production profile depend not only on the availability of reserves and resources, but also on major changes in demand, which can have a strong impact. For all scenarios considered, it will not be possible to step up the pace of daily production unless reserves from new discoveries make a rapid appearance on the scene.

Finally, the efforts to mobilize new resources and the attendant investments are crucial to ensuring an energy transition period that is globally acceptable as well as politically and economically desirable.

Yves Mathieu

Final draft submitted in November 2009
Contact: Roland Vially - roland.vially@ifp.fr