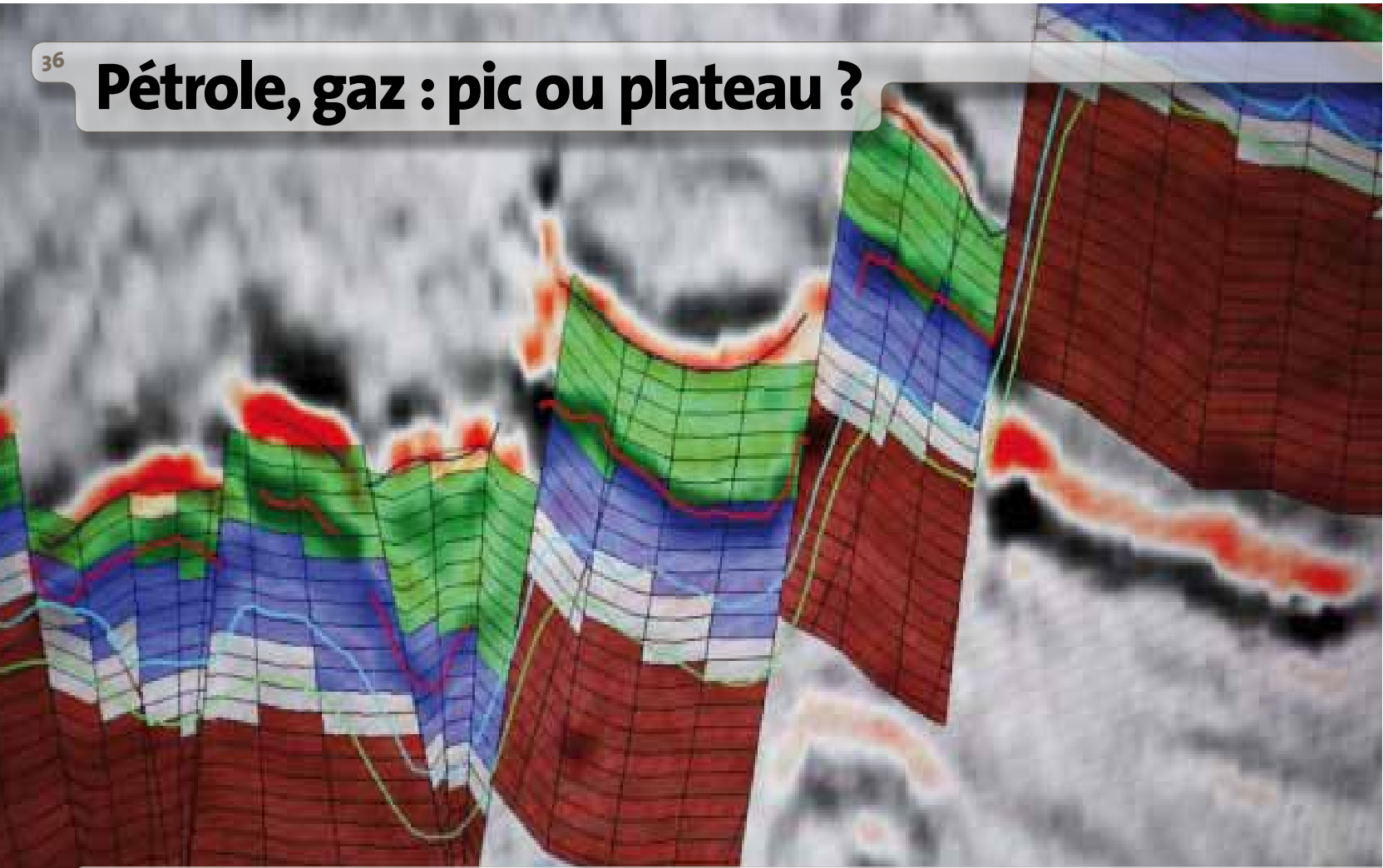


Pétrole, gaz : pic ou plateau ?



Face à l'accroissement des besoins mondiaux en pétrole et gaz, la mobilisation de ressources supplémentaires devient impérieuse. Mais comment la production va-t-elle évoluer ? Deux types de schémas sont envisagés : l'un prédit une production croissante jusqu'à un pic de production, suivi d'un déclin plus ou moins rapide, et l'autre – qui a la faveur de la plupart des spécialistes – prône plutôt un plateau de production, c'est-à-dire une stagnation à partir d'un certain seuil. Mais, avant tout, il faut approfondir la connaissance des réserves récupérables et évaluer les ressources ultimes : c'est l'un des enjeux majeurs des géosciences.

Image sismique pour l'étude de champs offshore au large de l'Angola. © Total/Rapho-G. Leimdorfer



Jean-Marie MASSET

DIRECTEUR DES GÉOSCIENCES DE TOTAL
Jean-Marie.MASSET@total.com

En 2008, l'augmentation brutale du prix des ressources énergétiques a réactivé tout aussi brutalement les débats sur les disponibilités de ces matières aussi bien à court qu'à long terme. La baisse actuelle, tout aussi brutale, n'efface pas la nécessité d'une approche technique, objective de l'approvisionnement du marché en hydrocarbures fossiles. La connaissance des ressources ultimes et la capacité de les amener aux consommateurs est en effet la base des stratégies des compagnies fournisseurs d'énergie.

L'appréhension de ces deux paramètres clés que sont les ressources ultimes et la capacité de production quotidienne procède d'une analyse technique principalement appuyée sur l'expérience acquise dans le domaine des géosciences depuis l'origine des compagnies pétrolières.

Les hydrocarbures liquides fossiles

C'est cette réflexion technique qui est décrite dans cet article, en partant du mieux connu, estimé, pour aller vers le plus incertain.

Les productions passées

Ce sont les quantités d'hydrocarbures liquides fossiles qui ont déjà été consommées. De façon paradoxale, ce chiffre n'est pas très bien défini, car un suivi rigoureux n'a pas toujours été la règle. Nous considérerons pour notre part qu'environ 1 000 milliards de barils ont été produits à ce jour sur l'ensemble de la planète en prenant comme référence les publications modernes nombreuses et en négligeant le passé plus ancien.

Les accumulations d'hydrocarbures liquides fossiles déjà découvertes

Il s'agit là d'une estimation relativement fiable, car ces quantités sont évaluées à partir des champs déjà identifiés. Ces champs sont recensés dans de nombreuses bases de données accessibles (contracteurs Wood-Mackenzie ou IHS par exemple) ou décrits dans de nombreuses publications et en particulier celles de la SPE (*Society of Petroleum Engineers*).

Elles sont calculées pour chaque champ à partir du volume poreux du (ou des) réservoir(s) à partir de mesures enregistrées dans les puits ou en laboratoire, et extrapolées grâce aux données sismiques (2D, 3D, 4D), aux mesures de pression de gisement effectuées à diverses périodes de la vie de ceux-ci et aux modèles

géologiques. Nous estimons à environ 6 500 milliards de barils (dont 1000 milliards non encore découverts) les accumulations d'hydrocarbures fossiles liquides dits conventionnels. Nous y ajouterons de 2 800 à 3 600 milliards d'huiles extra-lourdes.

Les ressources d'hydrocarbures liquides fossiles à 2100

L'approche choisie tente de traiter le problème de la production des hydrocarbures fossiles liquides et d'approcher ainsi la définition des ressources ultimes. Les équipes de géoscientistes de Total ont analysé plusieurs centaines de champs produisant dans les principaux pays pétroliers et localisés dans des environnements géologiques extrêmement variés. Les données utilisées sont soit "propriétaires" (Total opère ou participe à la production du champ), soit tirées de bases de données comme cela vient d'être indiqué plus haut.

Cette analyse des productions passées de très nombreux gisements nous a permis de mettre en évidence deux grands types de comportements principalement liés à la géologie et à la nature du réservoir. Ces différences de premier ordre, suffisent, à l'échelle d'un bassin, pour évaluer les productions futures à partir des champs connus, producteurs ou à produire, et des champs qui restent à découvrir.

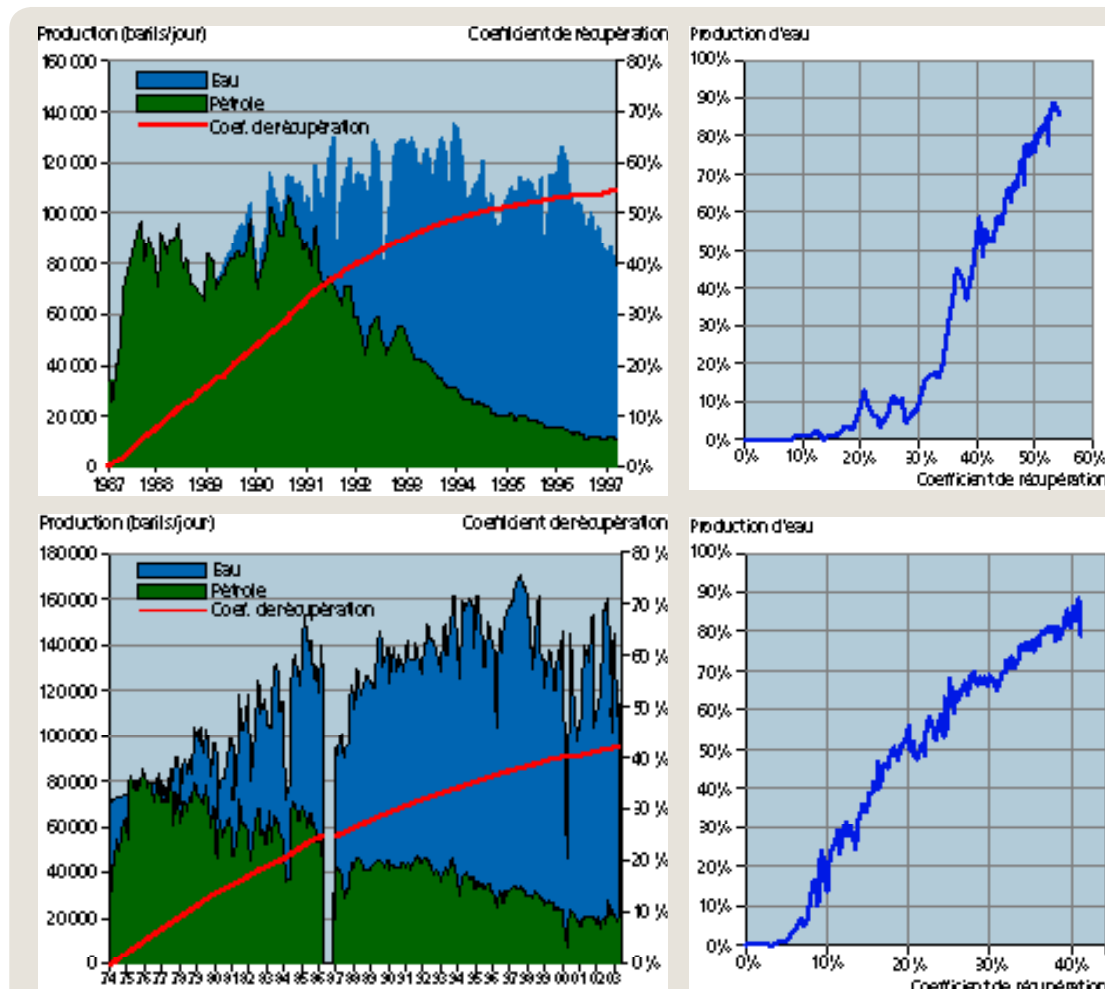


Fig. 1 : Profils de production d'hydrocarbures liquides fossiles. En haut : exemple de la production des réservoirs gréseux en mer du Nord (avec à droite, l'évolution du pourcentage d'eau dans l'effluent produit en fonction du coefficient de récupération des hydrocarbures en place). En bas : exemple de la production des réservoirs carbonatés du Moyen-Orient. Auteurs : P. Carpentier et al. (Total)

UN POINT DE VUE GÉOLOGIQUE SUR L'AVENIR DU PÉTROLE

Donald L. GAUTIER, United States Geological Survey (USGS)

Les géologues savent depuis longtemps que la quantité de pétrole est limitée, mais les projections de la demande future et la volatilité récente des prix ont soulevé des préoccupations au sujet de sa disponibilité. Sauf lors des guerres et des crises financières, la production de pétrole n'a cessé d'augmenter depuis les années 1860. En 1995, la production de pétrole atteignait plus de 700 milliards (Md) de barils. Entre 1995 et 2008, le monde en a consommé 300 Md et les réserves ont augmenté de 350 à 1 238 Md de barils. Cet apparent paradoxe de l'accroissement des réserves, alors même que la production aug-

chances d'en trouver 1 107 Md. En pondérant ces chiffres selon le pétrole découvert depuis 1996, la moyenne de l'estimation de pétrole non découvert en dehors des États-Unis et au sud du cercle polaire est de 539 Md de barils. Récemment, l'USGS a estimé à environ 90 Md de barils le pétrole à découvrir dans l'Arctique. En ajoutant l'estimation de 79 Md de barils de pétrole non découvert aux États-Unis au sud du cercle arctique, la moyenne mondiale de ressources classiques non découvertes est d'un peu plus de 700 Md de barils.

La croissance des réserves et les augmentations

champs existants. En utilisant des algorithmes développés dans des champs aux États-Unis, le potentiel de croissance des réserves a été estimé entre 192 et 1 031 Md de barils, avec une estimation médiane de 612 Md de barils. La croissance des réserves actuelles depuis 1996 a déjà dépassé l'estimation minimale de l'USGS. Plus récemment, Keith King d'ExxonMobil Corporation a évalué les possibilités d'améliorations techniques dans les plus grands champs du monde à partir de 2006 : le potentiel de croissance des réserves varie entre un minimum de 200 Md de barils, le montant à ajouter aux plans de développement actuels, et un maximum de 1 000 Md de barils, le montant qui pourrait être ajouté aux réserves dans des conditions idéales d'investissement et d'accès.

Un milliard de Md de barils a déjà été consommé. En supposant les réserves actuelles à 1 200 Md de barils, les ressources non découvertes à 700 Md de barils et l'augmentation future des réserves à 400 Md de barils, on atteint un total récupérable de façon classique de 2 300 Md de barils (Fig. 1).

Outre le pétrole classique, il existe aussi un d'importantes réserves dans des catégories non conventionnelles (pétrole lourd, sables et shistes bitumineux, huile de schiste, conversion de gaz en liquide). Il n'y a jamais eu d'évaluation systématique de ces ressources sur une base mondiale et donc leurs quantités ne sont pas incluses ici, bien qu'elles seront probablement très importantes à l'avenir.

Les considérations géologiques ne prédisent pas l'imminence d'une défaillance de l'approvisionnement en pétrole, mais les tendances sont inquiétantes. Face à une demande toujours en hausse, l'accès au reste des ressources en pétrole sera de plus en plus difficile ainsi que sa production. L'innovation technologique, la politique, l'investissement et la concurrence des autres sources d'énergie seront plus importants que la géologie dans la détermination de la production dans les années à venir.



Fig. 1. Ressources mondiales de pétrole classique récupérable, à partir de 2008.

mente, s'explique par de nouvelles découvertes de champs pétrolifères et par la croissance des réserves dans les champs existants. La question la plus simple concernant l'approvisionnement en pétrole se résume à ceci : quel est le volume de l'augmentation des réserves ?

En 2000, l'USGS publiait sa dernière estimation mondiale de pétrole classique non découvert. Le rapport, qui utilisait des données datant de 1996, faisait état de l'estimation probable du pétrole restant à découvrir dans les 128 provinces pétrolières, représentant 95 % du pétrole connu. L'USGS estimait qu'il existait 95 % de chances de trouver 334 Md de barils supplémentaires et 5 % de

successives des estimations du pétrole dans les champs existants pourraient se manifester à travers plusieurs mécanismes : l'identification de nouveaux réservoirs, de nouveaux gisements ou de couches rentables dans les champs actuels ; l'amélioration de l'efficacité de la récupération ; ou la récupération rentable des ressources supplémentaires en raison d'un changement des conditions politiques ou financières. Entre janvier 1996 et janvier 2008, au moins 4 barils de pétrole ont été ajoutés aux réserves dans les champs existants pour chaque baril ajouté par de nouvelles découvertes. Dans son étude de 2000, l'USGS a fait une première estimation du potentiel de croissance des réserves dans les

Ces deux grands types principaux sont les champs à réservoirs carbonatés d'une part, et les champs à réservoirs gréseux ("clastiques") d'autre part. Ces deux typologies vont être illustrées et résumées par deux graphiques pour chacune d'entre elles :

- le premier graphique (Fig. 1) représente sur la partie gauche de la planche, les productions d'un champ (huile et eau) et le coefficient de récupération en fonction du temps et sur la partie droite l'évolution du pourcentage d'eau dans l'effluent produit en fonction du coefficient de récupération des hydrocarbures en place.

- le deuxième graphique (Fig. 2 ci-contre) représente le taux de soutirage (pourcentage d'hydrocarbure liquide produit annuellement rapporté à l'accumulation définie au chapitre précédent, en condition de pression et de température du gisement considéré) fonction du coefficient de récupération. C'est la représentation la plus riche et la plus pédagogique de la production des champs.

On rappellera ici que le coefficient de récupération d'un champ donné est le pourcentage des hydrocarbures produits par ce champ par rapport à l'accumulation initiale. Le coefficient de récupération ultime est connu lorsque les puits producteurs ne produisent plus d'hydrocarbures.

Production des champs à réservoirs carbonatés

Les champs à réservoirs carbonatés sont produits à des taux de soutirage bas, de 1 à 3 %, avec des arrivées d'eau rapides, dans les trois à quatre ans qui suivent la mise en production. Les productions d'hydrocarbures déclinent irrémédiablement dès que l'on atteint 30 % de récupération de l'accumulation initiale. Enfin, on notera que les coefficients de récupération ultimes atteignent rarement 50 % des volumes initiaux et ceci uniquement pour les meilleurs champs. Une récupération supérieure pourra être atteinte en "EOR".

Production des champs à réservoirs gréseux

A partir des mêmes analyses, on constate que ces réservoirs sont, en général, produits avec des taux de soutirage élevés, variant généralement entre cinq et dix pour cent, que les arrivées d'eau de production sont

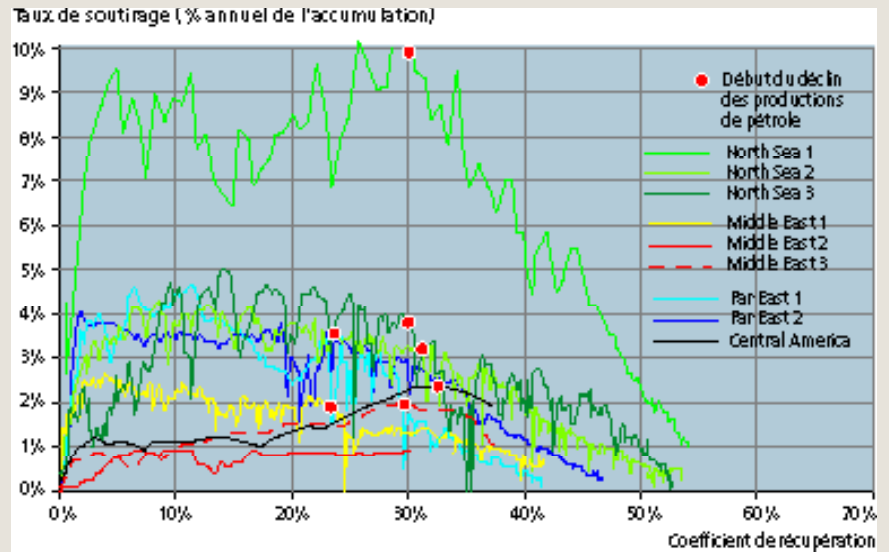
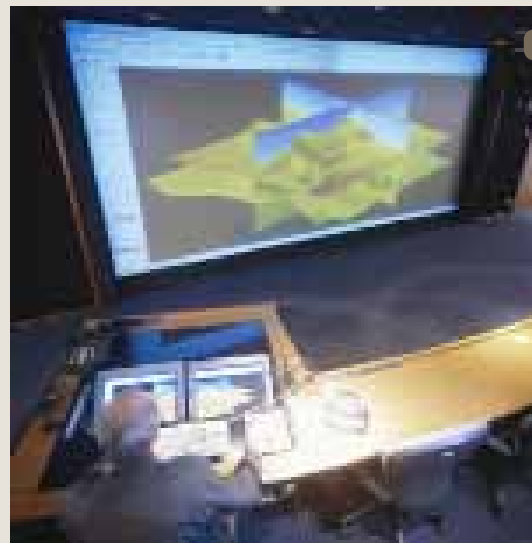


Fig. 2 : Comparaison des taux de soutirage et des coefficients de récupération des champs d'hydrocarbures liquides fossiles.
© P. Carpentier et al (Total)

notables de l'ordre de cinq ans après la mise en production, et que les productions déclinent dès que l'on a produit 30 % de l'accumulation initiale. On note aussi que l'arrivée d'eau correspond assez bien au début du déclin de la production d'huile et que la production totale liquide reste quasiment constante, imposée par les capacités de production en surface. Les récupérations ultimes des meilleurs champs sont en général de l'ordre de 60 % mais peuvent, dans quelques cas, dépasser 70 %.

Productions et ressources

L'importance de la représentation "taux de soutirage en fonction du coefficient de récupération" nous apparaît aujourd'hui fondamentale : pour tous types de champs, l'évolution du taux de soutirage annuel de l'accumula-



Au Centre scientifique et technique de Total à Pau, visualisation en 3D d'un modèle réservoir grâce à un ordinateur haute performance, qui permet d'interpréter avec rapidité et pertinence les données issues de l'acquisition sismique.
© Total Direction de la communication / A. Frédéric

tion initiale en fonction du coefficient de récupération permet de définir la quantité de réserves techniques d'un champ et de conforter les estimations des profils de production d'un bassin géologique, d'un pays, d'un continent et enfin de la planète entière ! On a montré qu'en partant des graphiques de production établis champ par champ on pouvait ainsi évaluer le coefficient de récupération ultime (rapport entre la production ultime et l'accumulation initiale).

L'étape suivante, illustrée sur la figure 3 ci-dessous, représente l'évolution des productions quotidiennes de pétrole en fonction des productions cumulées. On notera la linéarité impressionnante du déclin qui permet d'obtenir une bonne appréciation des réserves des thèmes connus du bassin géologique ou du pays concerné. Tout nouveau thème d'exploration est pris en compte dans l'analyse du potentiel résiduel de l'exploration.

Dans le premier cas illustré (Fig. 3, à gauche), il apparaît clairement que l'on peut estimer les réserves techniques de pétrole de la Grande-Bretagne à 30 milliards de barils d'hydrocarbures liquides fossiles dont 7 milliards restant à produire. On notera aussi que le déclin est atteint lorsque 59 % des ressources ultimes sont produites. La chute de 1988 correspond aux nombreux problèmes ren-

contrés sur les champs de Brent et de Piper.

Le cas de la Russie (Fig. 3, à droite) est plus intéressant car nous ne savons pas si le pic de production est déjà atteint. Plusieurs interprétations peuvent alors être proposées. L'étude d'un cabinet de consultant, publiée lors de congrès internationaux indique une montée de la production russe jusqu'à atteindre un pic de production de 13 millions de barils par jour. Le déclin serait alors atteint lorsque 70 % des réserves initiales auraient été produites. Les réserves ultimes seraient de 350 milliards de barils (soit environ 200 milliards encore à produire).

Une interprétation alternative, impliquant un déclin des productions dès lors que 60 % des réserves initiales sont produites, conduit à un pic légèrement supérieur à 10 millions de barils par jour et à des réserves techniques ultimes de 300 milliards de barils (soit environ 150 milliards encore à produire).

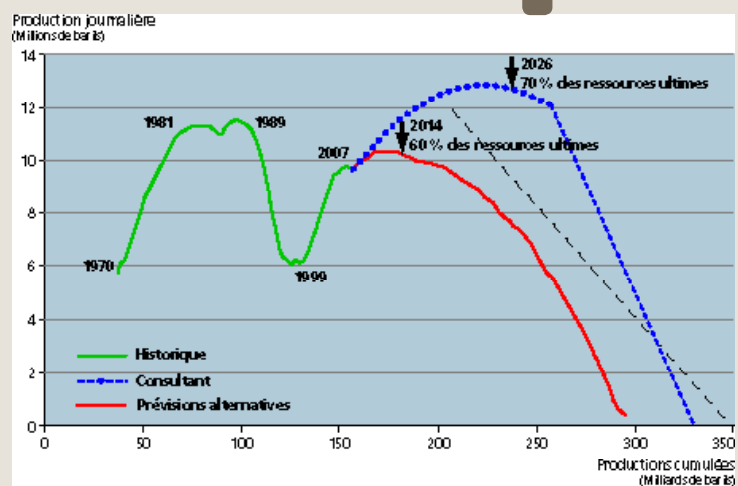
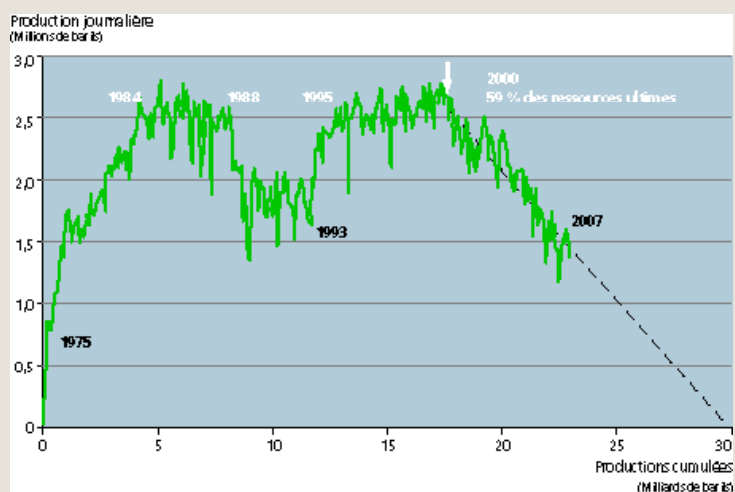
L'exemple de cette comparaison nous permet ainsi d'accéder à l'incertitude liée aux estimations de ressources ultimes.

La dernière étape de notre évaluation des productions est, après l'évaluation des productions et des réserves des bassins et des pays, la construction du profil des productions

Fig. 3 : Évaluation des ressources des zones explorées :

- à gauche : au Royaume-Uni, on constate un déclin annuel de 8 % depuis 2000 ;
- à droite : évaluation pour la Fédération de Russie.

Auteurs : P. Carpentier et al. (Total)



IL Y A JUSTE DIX ANS...

Il y a juste dix ans, Colin Campbell et Jean Laherrère publiaient dans le numéro de mars 1998 de *Scientific American* un article prémonitoire sous le titre "*The end of cheap oil*", texte repris deux mois plus tard dans la revue *Pour la Science*, avec en sous titre : "La production mondiale de pétrole bon marché déclinera dans une dizaine d'années". Les auteurs y analysaient l'évolution de la production mondiale au cours des années 1990, voyaient poindre, "non la fin du pétrole, mais le déclin de la production de pétrole classique bon marché" avant 2010. On ne parlait pas encore de "*peak oil*", le terme ne sera inventé par Colin Campbell que quelque temps plus tard, mais le concept était bien formulé.

Les auteurs basaient leur analyse sur quelques constatations de premier ordre, qui ne semblaient pas retenir l'attention des "experts" de l'époque. Campbell et Laherrère notaient d'abord que les estimations des réserves mondiales étaient imprécises et fluctuantes, tant pour des raisons techniques que politiques.

Plus inquiétante était la baisse régulière des découvertes depuis les années 1970, des découvertes qui étaient loin de compenser les productions, une tendance bien traduite par l'évolution du montant des réserves lorsqu'on les ramène à l'année de découverte. L'évolution des découvertes en fonction des forages d'exploration montrait clairement que la croissance des réserves ne suivait pas celle du nombre de découvertes.

Les auteurs constataient par ailleurs que "80 % du pétrole produit aujourd'hui" provenait "de gisements découverts avant 1973", ces gisements étant "dans leur grande majorité (...) sur le déclin". Ils notaient également que les compagnies avaient découvert au cours de la dernière décennie trois fois moins de pétrole qu'elles n'en avaient extrait.

Dans ces conditions ils estimaient que la production mondiale de pétrole classique bon marché commencerait à décliner dès que la production cumulée aurait atteint 125 Gt, ce qui devait se produire avant 2010, "à moins d'une récession planétaire". Incidemment les auteurs indiquaient que la production de pétrole de la mer du nord "atteindrait son maximum au tournant du millénaire". Ils déduisaient de ces considérations techniques que "le prix du pétrole augmentera sans doute considérablement, ce qui pourrait réduire la demande".

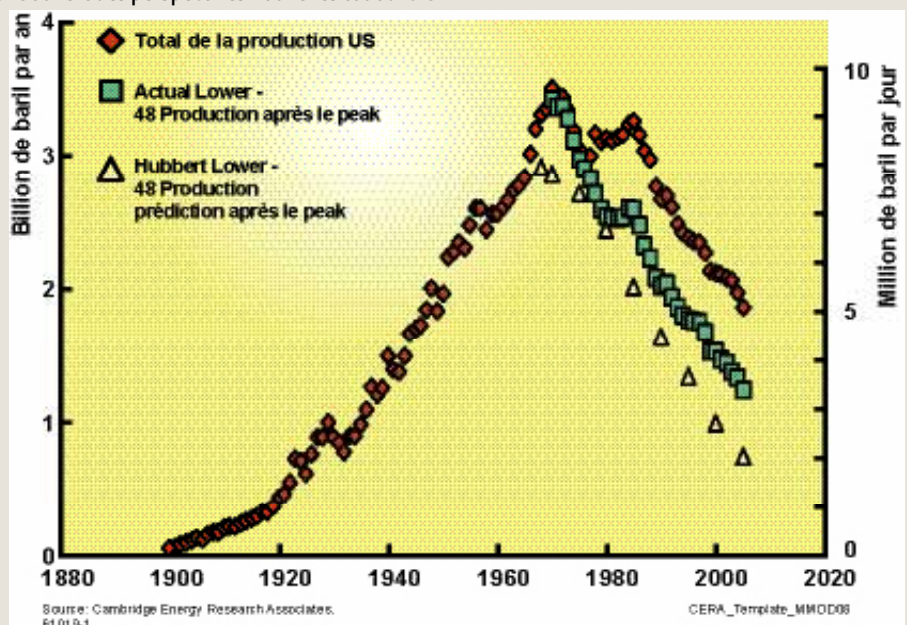
Nul ne peut nier que ces prévisions se sont révélées globalement exactes. En plusieurs régions, cependant, les prospections ont entraîné des extensions de zones prouvées et l'ouverture de nouvelles provinces.

Les zones marines de grands fonds, en particulier, ont ouvert des perspectives nouvelles tout à fait

significatives, sans pour autant renverser réellement la tendance d'un déficit de l'accroissement de l'offre par rapport à la demande, par ailleurs alors largement sous-estimée. La sous-estimation du potentiel de l'exploration restant à conduire a permis heureusement de retarder l'émergence des problèmes.

L'article de 1998 demeure parfaitement d'actualité : "La planète n'est pas encore à court de pétrole, mais nous devons envisager la fin du pétrole bon marché et abondant". C'est là une situation nouvelle "dont la transition ne sera pas nécessairement traumatisante si l'on s'y prépare suffisamment tôt".

*ASPO : Association pour l'étude des pics de production de pétrole et de gaz naturel



Production des États Unis - © Hubert versus actual

mondiales qui n'est autre que l'addition de tous les profils par pays auquel on ajoutera les productions futures, liées à l'augmentation des coefficients de récupération (croissance et technologie), aux liquides associés aux champs de gaz et enfin aux découvertes à venir.

Augmentation des coefficients de récupération

L'analyse des coefficients de récupération des champs individuels nous montre que l'on ne produit aujourd'hui qu'environ 32 % des hydrocarbures possibles liquides conventionnels accumulés dans le sous-sol.

La première façon d'augmenter les productions est, entre autres méthodes, de forer davantage de puits de développement en réduisant la distance entre ceux-ci. C'est l'I.O.R. (*Improved Oil Recovery*). On regroupe aussi sous ce vocable, les méthodes redonnant de l'énergie aux accumulations.

La deuxième voie, la plus prometteuse pour augmenter cette récupération, réside dans l'injection de produits chimiques dans les réservoirs pour favoriser la mobilité de l'huile par rapport à celle de l'eau (en rendant l'eau plus "visqueuse") et en évitant le "piégeage" microscopique de l'huile au contact de tous les minéraux (matrice) de la roche. Ces méthodes sont rassemblées sous le vocable d'*Enhanced Oil Recovery* (E.O.R.). Elles incluent également une augmentation de récupération par méthodes thermiques (on chauffe

le réservoir) ou injection de CO₂ par exemple (voir article page XX).

On estime que ces traitements peuvent s'appliquer sur le quart des réserves mondiales et que le coefficient de récupération de ces champs sera augmenté de 20 %. Ceci ferait croître de 5 % le coefficient de récupération ultime des accumulations.

Potentiel résiduel mondial en exploration

C'est la partie la plus spéculative de cette analyse puisqu'elle décrit des objets qui n'ont pas encore été mis en évidence. Beaucoup essaient d'appréhender ces valeurs par des approches de nature différente, principalement statistiques (Laherrère et Campbell par exemple) ou naturalistes et statistiques (USGS par exemple). Pour essayer de cerner les incertitudes liées à cette évaluation, l'équipe Géosciences du Groupe Total a développé deux approches.

La première, principalement naturaliste, appréhende l'efficacité de fonctionnement des systèmes pétroliers des bassins sédimentaires. Celle-ci est évaluée en calculant le rapport entre les volumes des hydrocarbures accumulés dans des gisements et les volumes d'hydrocarbures générés par les différentes roches-mères identifiées dans la série sédimentaire du bassin concerné.

Le rendement théorique est calibré sur les valeurs obtenues dans des bassins considérés totalement ou quasi totalement explorés (exploration dite mature ou

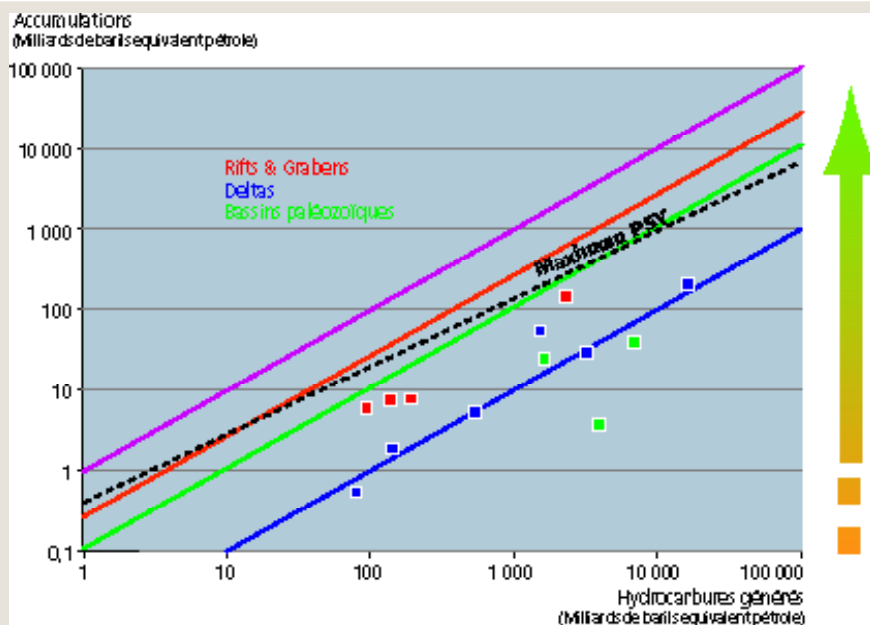


Fig. 4 : Évaluation du potentiel Exploration des bassins africains, selon la méthode Petroleum System Yield.
Auteurs : G. Choppin de Janvry et al. (Total).

très mature). Ces valeurs sont illustrées sur la figure 4 ci-dessous.

On constate que l'efficacité du fonctionnement pétrolier d'un bassin est directement corrélée au type de bassin sédimentaire ou à certains paramètres liés au fonctionnement du système pétrolier (histoire tectonique, mode et distances de migration des hydrocarbures). Connaissant la typologie du bassin et sa géométrie, il devient alors possible d'estimer le potentiel maximum du bassin vierge, et donc le potentiel maximum de ressources restant à découvrir dans des zones non entièrement ou absolument pas explorées.

À partir de l'analyse de plus de 50 bassins dits matures (l'exploration est quasi terminée), on a pu établir que les rendements les plus élevés sont obtenus lorsque la distance entre la roche-mère et les réservoirs est la plus réduite. Il est aussi apparu que les grabens ont un rendement plus élevé que les deltas, à l'efficacité relativement médiocre (de 1 à 3 % pour les deltas, de 3 à 6 % pour les grabens).

Cette base de données nous a servi à évaluer plus de 200 bassins sédimentaires, dont certains peu à pas explorés. Dans ce dernier cas, les données géologiques recueillies dans les affleurements, au fond ou à la surface de la mer ou issues de quelques rares puits permettent seules de contraindre les résultats, qui sont donc affectés d'une grande marge d'incertitude. On estime que les accumulations de pétrole non encore mises en évidence dans le monde sont au maximum de 1 000 milliards de barils.

La seconde méthode est principalement analytique et s'appuie sur la quantification des prospectus reconnus dans les bassins, auxquels on ajoute d'éventuels thèmes et prospectus spéculatifs qui pourraient exister par analogies avec les bassins de même nature déjà explorés. Si l'on considère que la taille moyenne des gisements découverts depuis près de 20 ans est de l'ordre de 50 millions de barils, il faut bien admettre que la valeur obtenue est sans doute la borne inférieure du potentiel résiduel mondial. Nous avons estimé cette valeur à environ 550 milliards de barils accumulés et non encore découverts.

À partir de ces deux approches, nous estimons que pour les 200 bassins sédimentaires considérés, les ressources de pétrole restant à découvrir sont comprises entre 200 et 350 milliards de barils. Les ressources liées à ces découvertes supposées dérivent naturelle-

ment des coefficients de récupération globaux définis précédemment et les productions qui en découlent ont été ajoutées aux profils de chaque pays en tenant compte des typologies décrites plus haut et des plans de développement supposés.

Productions de liquides associés au gaz naturel

Elles sont estimées aujourd'hui à 8 millions de barils par jour. Compte tenu de la typologie des champs de gaz concernés, nous avons estimé que cette production atteindrait 10 millions de barils par jour avant de décliner à partir de 2020. Ces hydrocarbures liquides apportent environ 100 milliards de barils de réserves.

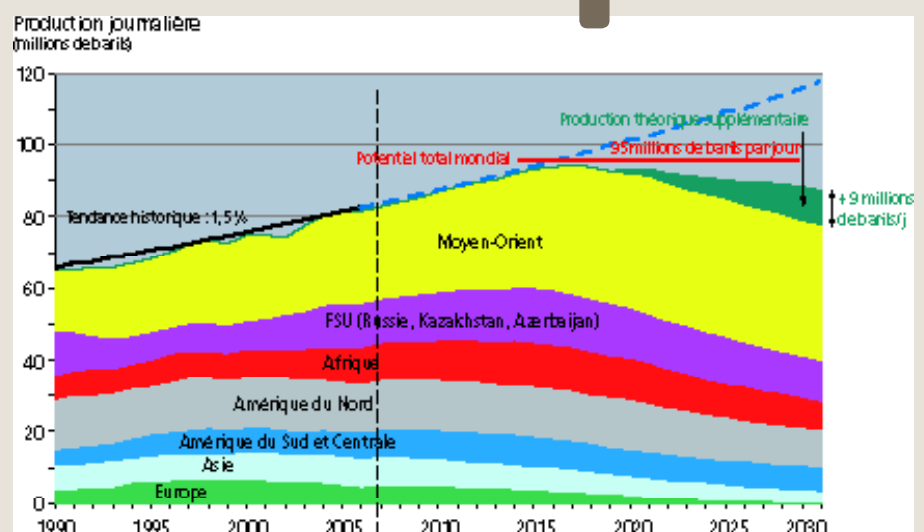
Profil mondial de production des hydrocarbures possibles liquides (jusqu'en 2100)

La consolidation technique mondiale des courbes de production champ par champ puis région par région est illustrée sur la figure 5 ci-dessous. Compte tenu de l'objectif de cette étude et des incertitudes techniques, ce profil est établi jusqu'en 2100.

On rappellera ici que nous n'avons considéré pour cette estimation que des éléments techniques et n'avons rajouté aucune contrainte politique hormis l'évolution de la demande estimée en croissance régulière au niveau de 1,4 %.

Fig. 5 : Prévisions de productions mondiales d'hydrocarbures liquides fossiles

Auteurs : P. Carpentier et al. (Total)



AMÉLIORER LA TERMINOLOGIE ET LA CLASSIFICATION DES RÉSERVES PÉTROLIÈRES

Pierre-René BAUQUIS- pr_bauquis@hotmail.com

L'importance d'une meilleure terminologie et classification des réserves et des types de gisements est de permettre d'améliorer la compréhension des réalités physiques afin d'estimer ce que pourrait être le profil mondial de production au cours des décennies à venir en faisant abstraction des contraintes politiques et économiques "above the ground". Celles-ci seront à prendre en compte une fois réalisé le travail d'évaluation technique de ce qui est possible et de ce qui ne l'est pas en matière de profil mondial de production de pétrole du fait des contraintes géologiques.

Cette terminologie repose sur la nécessité de distinguer clairement deux familles celle des pétroles naturels dits pétroles bruts et celle des pétroles ou produits synthétiques.

Les pétroles bruts

Ces hydrocarbures naturels situés dans des réservoirs géologiques plus ou moins profonds d'où ils sont extraits soit par l'énergie propre de ces réservoirs, soit par des procédés de pompage ou d'assistance plus ou moins élaborés. On comptabilise comme production de ces pétroles bruts la phase liquide commercialisable après traitement si nécessaire (*upgrading* des pétroles ultra lourds).

On classe ces pétroles bruts essentiellement en fonction de leurs densités et de leurs viscosités en conditions de fond en quatre catégories :

- les condensats : liquides extraits des gaz naturels libres ou associés et ayant été stabilisés pour être transportables par tankers ou par pipelines, isolément ou en mélange avec d'autres types de pétroles.
- les pétroles classiques : liquides de densité supérieure à 12° API dont la viscosité in situ est inférieure à 100 CP (centipoises).

- les pétroles ultra-lourds : liquides de densité inférieure à 12° API et dont la viscosité in situ est comprise entre 100 et 10 000 CP (centipoises).

- les bitumes : solides ou pâteux de densité inférieure à 10° API et dont la viscosité in situ est supérieure à 10 000 P (centipoises).

Ces pétroles naturels excluent les huiles de schistes (*shale oil*) qui sont produits à partir des schistes bitumineux et qui doivent être classés avec les pétroles synthétiques.

Les quatre catégories de pétroles "naturels" présentent des caractéristiques de déplétion (vitesse de production par rapport au montant des réserves) fondamentalement différentes. Les condensats sont produits au rythme de la déplétion des réserves gazières auxquelles ils sont associés et aux caractéristiques des installations de cyclage installées ou prévues pour la valorisation de ces réserves gazières.

Les pétroles ou produits pétroliers de synthèse

Cette seconde famille regroupe tous les substituts liquides pouvant remplacer le pétrole ou les produits pétroliers dans leurs usages de carburants ou de combustibles.

Ces produits de synthèse peuvent être des hydrocarbures, mais aussi d'autres composés chimiques : alcools, esters, huiles. Ils sont produits soit à partir d'autres formes de carbone fossile (gaz, charbon, schistes bitumineux), soit à partir de sources renouvelables de carbone (biomasses).

Certains produits pétroliers de synthèse ont une origine mixte, étant produits pour partie à partir de bases renouvelables (biomasses) et pour partie à partir de bases pétrolières. C'est le cas par exemple de l'ETBE et du MTBE. On conviendra de les classer avec les pétroles ou

produits de synthèse même si cela n'est que partiellement vrai.

Tous ces produits étant par définition liquides (dans des conditions standard de pression et de température), on les décrira par le sigle XTL : *X to liquids*, X étant la matière première principale entrant dans leur élaboration. Nous ne détaillerons pas ici les filières d'élaboration de ces produits.

Les XTL comprennent :

- Les GTL sont aujourd'hui tous produits à partir de gaz naturel, en utilisant le procédé Fisher Tropsch (FT).

- Les CTL, produits à partir de charbon, utilisent essentiellement le procédé FT, mais peuvent aussi être obtenus par voie directe d'hydrogénation du charbon.

- Les BTL actuellement produits à partir de biomasses, dits de première génération, recourent à des matières premières alimentaires (plantes sucrées et céréales pour les bioessences, plantes oléagineuses pour des biodiésels). On espère pouvoir produire bientôt des BTL, dits de seconde génération, à partir de bois ou de cellulose et même des BTL dit de troisième génération à partir d'algues ou de microorganismes.

- Les HTL produits à partir d'hydrogène (nucléaire ou ENR), ne sont aujourd'hui qu'un concept dont diverses mises en œuvre sont imaginables. Il s'agirait de synthétiser des hydrocarbures en utilisant de l'hydrogène (d'origine nucléaire ou produit à partir d'ENR) et en le "carbonant" à partir de carbone non fossile : carbone organique actuel, CO₂ des cheminées ou même CO₂ extrait de l'air.

- Les STL, produits à partir de schistes bitumineux, sont en effet souvent rangés avec les sables bitumineux : nous avons vu qu'il faut les classer

avec les pétroles synthétiques. Ils sont obtenus par pyrolyse de "schistes" riches en matière organique, qui sont en fait des calcaires, marnes ou argiles dont le litage est dû à la coloration des niveaux les plus riches en matière organique (qui est du kérogène et non pas des hydrocarbures).

Ces quelques précisions de terminologie ont pour seul objet de tenter d'éclaircir les débats relatifs au "peak oil", qui sont des débats portant à la fois sur les aspects géologiques des hydrocarbures en place (ressources et réserves) et sur les rythmes auxquels on peut espérer produire ceux-ci.

Dire que le "peak oil" est un concept revient à mettre en doute sa réalité alors qu'il a déjà été observé sur une cinquantaine de pays. Le "peak oil" n'est pas un concept : c'est une réalité non contestable. Un point essentiel est que ce terme n'a de sens et d'utilité pratique que si on l'applique aux seuls pétroles bruts naturels. Dès que l'on fait entrer les pétroles et produits pétroliers de synthèse dans les évaluations, le terme de "peak oil" perd son sens et son utilité pratique.

Dire que le "peak oil" serait lié essentiellement à des contraintes "above ground" relève du parti pris ou de l'aveuglement : il n'y a que peu de contraintes "above ground" aux USA, et même si tout le territoire était ouvert à l'exploration et même si on acceptait un prix de 500 ou 1 000 \$ le baril, on ne pourrait faire remonter le niveau de production pétrolière des États-Unis au-delà de ce qu'il était il y a 40 ans. De même au plan mondial, il y aura un "peak oil" qui sera lié essentiellement aux contraintes géologiques : les contraintes économique-politiques "above the ground" peuvent naturellement modifier la date du "peak oil" technique et en abaisser le niveau (mais pas l'augmenter !). Les contraintes "above the ground" modifient et modifieront le profil de la production mondiale (pic ou plateau plus ou moins ondulé), mais elles ne joueront qu'un rôle secondaire par rapport aux contraintes géologiques.

À titre d'illustration et pour rendre plus claires ces affirmations, nous pensons que sans contraintes "above the ground" le pic de production mondiale se serait situé entre 2015 et 2025 à un niveau de production mondiale de l'ordre de 100 millions de barils/jour. Du fait des contraintes économique-politiques "above the ground", ce pic sera lissé et se situera à un niveau inférieur, de l'ordre de 90 millions de barils/jours (entre 85 et 95), tandis que sa forme sera celle d'un quasi-plateau démarrant entre 2005 et 2015.



Usine de traitement de sables bitumineux (contenant de l'huile extra-lourde) de Surmont, au Canada : les sables bitumineux sont extraits par récupération thermique avec injection de vapeur (procédé SAGD, *Steam Assisted Gravity Drainage*). ©Total - Direction de la communication

L'incertitude liée au potentiel d'exploration résiduel a été représentée sur le profil mondial par un triangle "non attribué" géographiquement ; les ressources liées à notre "borne inférieure" ont été intégrées sans les régions dans lesquelles elles ont été identifiées.

On notera enfin que, dans ces conditions, la production technique d'hydrocarbures liquides fossiles pourrait atteindre 95 millions de barils par jour avant 2020.

Ressources ultimes

En résumé, et comme illustré par la figure 6 ci-dessous, cette analyse nous conduit ainsi à estimer les réserves récupérables actuellement connues d'hydrocarbures à environ :

- 1 000 milliards de barils de liquides fossiles conventionnels qui incluent les liquides associés aux champs de gaz,
- à environ 300 milliards de barils liés à une augmentation des récupérations des accumulations de 5 %,
- à 200 à 350 milliards de potentiel encore à découvrir,
- à environ 600 milliards de barils d'huiles extra-lourdes.

Les hydrocarbures fossiles gazeux

Nous avons utilisé pour le gaz la même approche que pour les liquides fossiles. On en donnera très rapidement les résultats sans reprendre toutes les démonstrations. Les productions pourront satisfaire la demande pendant une vingtaine d'années au minimum avec un plateau de production qui pourra atteindre 4 000 milliards de mètres cubes par an, à l'horizon 2030. Les ressources conventionnelles, incluant l'amélioration des récupérations, dépassent 7 500 trillions de

pieds cubes (soit un équivalent pétrole de 1 350 milliards de barils).

Nous y ajouterons plus de 2 000 trillions de pieds cubes (plus de 350 milliards de barils équivalent pétrole) provenant des ressources dites "non conventionnelles" (gaz de charbon, d'argiles et de réservoirs compacts).

L'exploration du gaz offre, elle aussi, un potentiel intéressant car elle est située dans les horizons les plus profonds des bassins sédimentaires. Nous l'estimons à un minimum de 1 000 trillions de pieds cubes soit près de 175 milliards de barils équivalent pétrole.

Les géosciences : un métier d'avenir

L'analyse de la production des hydrocarbures liquides fossiles, champ par champ, est un outil extrêmement riche qui permet d'évaluer les ressources ultimes, les niveaux de production de chaque bassin géologique, de chaque État et l'offre mondiale globale.

L'approche développée par l'équipe Géosciences du Groupe Total permet d'appréhender à partir d'une base purement technique l'une des grandes problématiques mondiales du XXI^e siècle, à savoir, l'utilisation des hydrocarbures liquides et de participer à l'élaboration de solutions permettant de relever les défis posés : mieux comprendre les mécanismes de fonctionnement de la Terre pour que l'Homme chasse comment respecter son environnement.

Elle démontre enfin tout l'intérêt qu'offrent, pour de jeunes recrues, les métiers des géosciences pétrolières : ingénieurs géologues, ingénieurs géophysiciens et ingénieurs réservoirs seront bien des acteurs incontournables dans la construction d'un monde durable et du futur de l'humanité.

Bilan des ressources mondiales d'hydrocarbures liquides fossiles

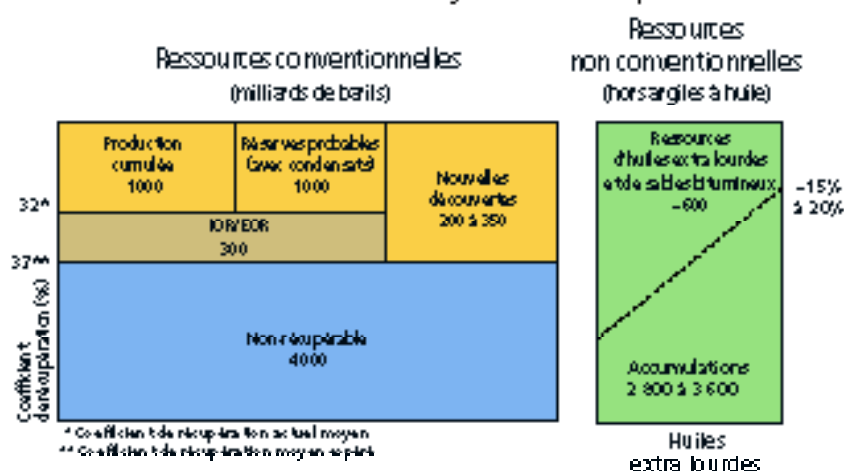


Fig. 6 : Bilan des ressources mondiales d'hydrocarbures liquides fossiles. Auteurs : P. Charpentier et al (Total)

Conviction à partager

Et si la préparation d'un avenir énergétique durable était aussi liée à la découverte de nouvelles ressources pétrolières ?



Les ressources pétrolières sont encore importantes, mais pour satisfaire une demande croissante et construire l'avenir, Total continue à faire des découvertes significatives, poursuit en permanence ses efforts pour accroître les réserves des champs de pétrole en production et innove pour mobiliser et exploiter de nouvelles ressources d'énergies fossiles. Mais parce que le pétrole est précieux, il sera nécessaire de concentrer principalement son usage là où il est le plus difficile à substituer : les transports et la pétrochimie. www.total.com

L'énergie est notre avenir, économisons-la !

Pour vous, notre énergie est inépuisable.



TOTAL