

Ressources et réserves mondiales en hydrocarbures non conventionnels

Devant la demande en énergie de plus en plus forte de la part des milliards d'habitants des pays émergents, conjuguée à l'épuisement inexorable des réserves en hydrocarbures conventionnels et à l'absence de substituts à ces produits, les ressources et réserves en hydrocarbures non conventionnels sont de plus en plus d'actualité. Cette actualité est d'autant plus marquée que ces hydrocarbures non conventionnels sont déjà produits dans certains pays, fournissant environ 4 % de la consommation actuelle d'hydrocarbures dans le monde. Ils sont techniquement et économiquement exploitables, mais qu'en est-il de leurs ressources et de leurs réserves ?

Par Yves MATHIEU*

Non conventionnel : un qualificatif qui n'a plus guère de raison d'être

Tous les hydrocarbures non conventionnels ont été exploités dans un grand nombre de pays avant l'arrivée abondante et bon marché des hydrocarbures conventionnels et ils le sont tous encore, dans certains pays. On ne saurait les qualifier de non traditionnels, car ce sont les premiers hydrocarbures à avoir fait l'objet d'une exploitation dès les temps historiques ! Si le terme de non conventionnel subsiste néanmoins pour les distinguer des hydrocarbures que l'on pourrait qualifier de classiques, c'est parce qu'ils nécessitent des procédés de production complémentaires ou spécifiques, et donc des coûts de production plus élevés. Ces procédés consistent à fluidifier les pétroles lourds, extra-lourds et les bitumes, à augmenter les qualités réservoirs des roches qui les contiennent par fracturation hydraulique (pétrole et gaz de schistes ou de réservoirs compacts), à caver les forages (pour le gaz de houille), ou à générer le pétrole contenu dans les roches-mères immatures (schistes bitumineux). Pour assurer leur rentabilité (et, donc, leur développement), ils ont besoin de fiscalités adaptées et nécessitent encore des améliorations techniques pour optimiser leur production et les problèmes d'environnement induits lors de leur exploitation, ce qui justifie le terme de non conventionnels. Avec un prix du baril de pétrole brut se maintenant au-dessus des 100 \$ (et un prix des autres énergies fossiles se maintenant donc à un niveau équivalent), l'exploitation de tous les hydrocarbures non conventionnels est potentiellement rentable, à condition que les volumes en place et les débits journaliers soient suffisants.

Pétroles non conventionnels

Ils permettent déjà de satisfaire une partie de nos besoins, avec près de 4 % de la production mondiale de pétrole

toutes catégories confondues. Avec un pétrole à plus de 100 \$ du baril, la plus grande partie de ces non conventionnels devient rentable, une situation qui risque de durer tant que des substituts au pétrole abondants et bon marché n'auront pas vu le jour. Si leurs ressources sont suffisantes, les pétroles non conventionnels pourraient permettre d'assurer la transition énergétique la plus acceptable par tous, en fournissant le temps nécessaire à la mise au point et au développement des produits de substitution attendus principalement pour le secteur des transports.

Des ressources en place au moins deux fois plus élevées que celles des conventionnels

Globalement, l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) donne des ressources mondiales en place de l'ordre de 10 000 milliards de barils (WEO 2010), soit environ le double des ressources initiales qui étaient en place pour le pétrole conventionnel. Les estimations des ressources en place et des réserves extractibles restent cependant approximatives, car les moyens de les chiffrer sont plus ou moins adaptés et les évaluations n'ont pas encore été faites dans tous les pays concernés. Si les estimations des ressources en place de pétroles lourds, pétroles extra-lourds et bitumes ont été faites pour les principaux pays en disposant, les résultats fournis peuvent varier considérablement d'une estimation à l'autre. C'est le cas, par exemple, pour les sables bitumineux du Canada, pays où les volumes en place, estimés en général à 1 700 milliards de barils, pourraient en fait dépasser les 2 000 milliards. Pour les schistes bitumineux, les estimations fournies portent sur trente-sept pays, parmi lesquels seuls les États-Unis semblent avoir procédé à une évaluation complète avec, toutefois, des incertitudes importantes (volumes en place estimés de 2 000 à plus de 3 000 milliards de barils).

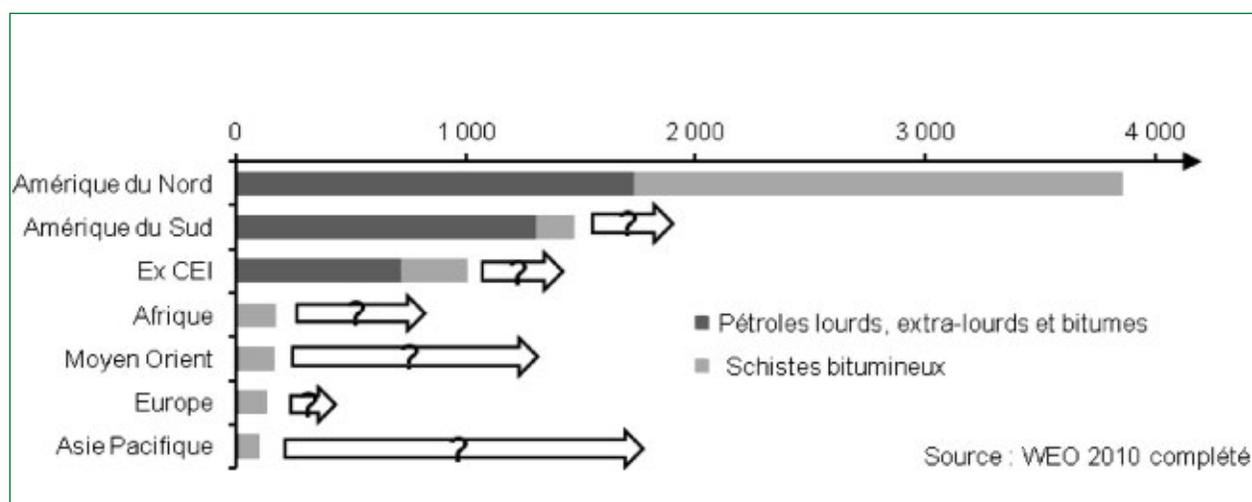


Figure 1 : Ressources en place des pétroles non conventionnels

Les estimations concernant trente-six pays demeurent encore imprécises, de telles estimations restant encore à faire pour cent quarante autres pays. Actuellement (voir la figure 1), l'Amérique du Nord arrive en tête pour les ressources en place, mais c'est la zone où les estimations sont les plus avancées ; elle est suivie par l'Amérique du Sud puis par les pays de l'ex-CEI, où des évaluations restent encore à réaliser. Les autres régions du monde viennent loin derrière, par manque d'évaluation (essentiellement en ce qui concerne les schistes bitumineux). Si l'Europe et l'Afrique devraient voir leurs ressources en place augmenter légèrement, le Moyen-Orient et, surtout, l'Asie devraient voir les leur s'accroître notablement.

Toutefois, ces ressources sont et seront essentiellement contenues dans un nombre restreint de pays où les conditions géologiques à leur existence sont les plus favorables : les Etats-Unis (avec leurs schistes pétroliers), le Canada (avec leurs sables bitumineux), le Venezuela (avec ses huiles lourdes et extra-lourdes), la Russie et le Kazakhstan (avec des huiles lourdes et des schistes pétroliers) et, vraisemblablement, la Chine, étant donné sa richesse en grands bassins sédimentaires et donc, potentiellement, en schistes pétroliers. Ces fantastiques ressources déjà accessibles techniquement et économiquement, à un moment où tous les spécialistes mondiaux prévoient un déclin des productions mondiales de pétrole dans les années à venir, permettraient (on serait tenté d'écrire « permettront ») de repousser les pénuries de pétrole attendues.

De 600 à plus de 1 400 milliards de barils de réserves probables (soit de vingt à quarante-huit années de nos consommations en 2010)

L'évaluation des réserves attendues est encore plus délicate, car ces réserves dépendent des ressources en place, des taux de récupération et, surtout, de l'acceptabilité de l'exploitation pour les autorités et les populations locales. Mais les réserves sont aussi tributaires des restrictions imposées en matière d'émissions de gaz à effet de serre, du fait des problèmes climatiques. En ne prenant en compte

que les volumes techniquement et économiquement extractibles, ceux-ci varient notablement selon le mode d'exploitation utilisé. Exploitées en carrière par « lessivage » (sables bitumineux) ou par « pyrolyse » des roches-mères (schistes bitumineux), près de 100 % des ressources en place peuvent devenir des réserves. Malheureusement, la profondeur croissante des formations géologiques concernées et les changements environnementaux induits risquent de limiter ce type d'exploitation à quelques pourcents des volumes en place. En mines, si les volumes extractibles peuvent encore être de 60 % (nécessité de ménager des piliers de soutènement), ces volumes restent limités, aux profondeurs accessibles par ce type d'exploitation, à quelques pourcents des ressources en place et leur extraction pose également des problèmes environnementaux liés au volume considérable des déblais engendrés. Par forage, les taux de récupération sont dans l'ensemble limités à quelque 10 % des huiles en place, ce pourcentage pouvant être doublé (voire triplé) par la multiplication des puits et/ou par des productions tertiaires. Enfin, la mise en production de ces ressources en non conventionnel peut être réduite, voire impossible techniquement (zones urbaines, parcs nationaux...), politiquement (acceptabilité), et enfin, économiquement (richesses et/ou débits insuffisants). Si l'Agence Internationale de l'Energie, qui reprend les données estimées par un certain nombre de spécialistes, annonce des réserves prouvées de l'ordre de 230 milliards de barils (huiles lourdes et extra-lourdes + sables bitumineux du Canada et du Venezuela), elle estime les volumes mondiaux extractibles ultimes à plus de 3 000 milliards de barils. Mais, pour les raisons précédemment citées, on n'atteindra certainement jamais ces volumes, quand bien même les ressources en place devraient être plus importantes. Après l'analyse des différents paramètres conditionnant les réserves en hydrocarbures non conventionnels, celles-ci pourraient raisonnablement se situer entre 600 et plus de 1 400 milliards de barils. Compte tenu des ressources en place estimées actuellement, ces réserves sont concentrées dans les pays les plus riches en ces pétroles (voir la figure 2).

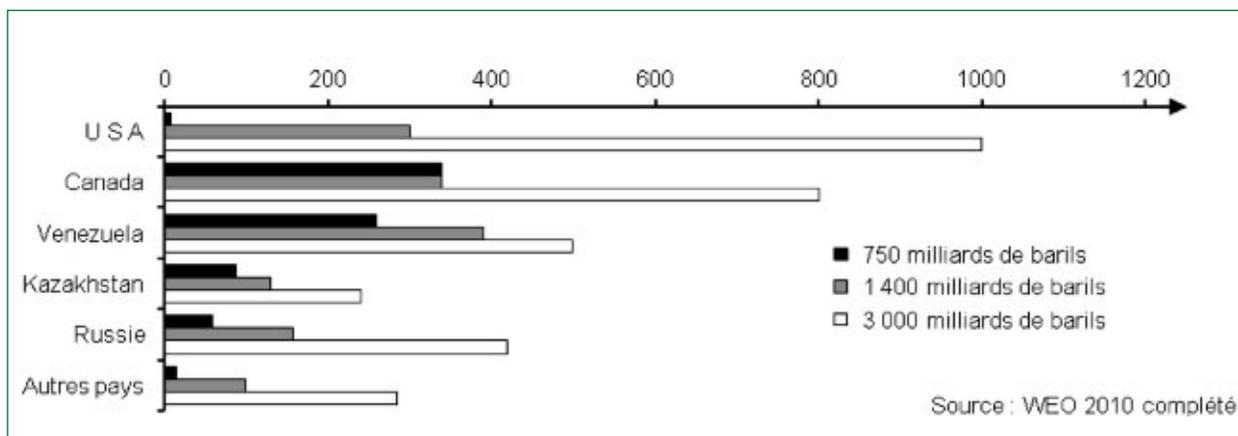


Figure 2 : Réserves extractibles en pétroles non conventionnels

Si ces hydrocarbures non conventionnels couvrent actuellement près de 4 % de la demande mondiale, ils pourraient satisfaire plus de 10 % de celle-ci en 2030 (WEO 2009 et 2010). Actuellement, la production est fournie essentiellement par les huiles lourdes, les huiles extra-lourdes et les bitumes du Venezuela et du Canada ; elle devrait plus que doubler dans les vingt ans à venir. La Russie, le Kazakhstan, voire la Chine, devraient également développer leur production de ce type de pétrole. Les schistes pétroliers, longtemps exploités dans plus de treize pays, ne le sont plus aujourd'hui qu'en Estonie, au Brésil et en Chine, où ils fournissent de l'ordre de 15 000 barils/jour (à comparer aux 80 millions de barils/jour consommés actuellement dans le monde). Les projets pilotes réalisés aux Etats-Unis pour l'exploitation des schistes pétroliers et les résultats acquis dans les pays qui les ont exploités et les exploitent encore sont encourageants. Plus de cent quarante pays (dont une majorité de pays importateurs de pétrole) pourraient ainsi assurer tout ou partie de leurs besoins en pétrole. Toutefois, l'exploitation de ces produits sera tributaire des conditions locales d'acceptabilité politique, d'accessibilité technique (zones favorables) et de la présence d'énergies abondantes et bon marché pour pyrolyser les roches-mères. La production issue des schistes pétroliers devrait permettre de freiner le déclin de la production mondiale de pétrole, mais sans doute pas de l'accroître.

Les gaz non conventionnels

Les gaz non conventionnels ne diffèrent pas intrinsèquement du gaz naturel conventionnel : ils sont essentiellement constitués de méthane. Tout comme pour les pétroles non conventionnels, les accumulations de ces types de gaz demandent à être stimulées pour augmenter les volumes productibles et assurer des débits suffisants afin de les rendre économiques. On distingue, classiquement, le *gas tight*, contenu dans des roches réservoirs ayant perdu l'essentiel de leur capacité à laisser circuler les fluides, et les gaz contenus dans des roches-mères à qualité réservoir quasi nulle, comme les charbons (gaz de houille, *coalbed methan*

(CBM), en anglais) ou les argiles et les marnes (gaz de schiste, *shale gas*, en anglais). La production de tous ces gaz ne peut se faire qu'en améliorant le réseau de microfissures naturelles existant dans les roches, en procédant à leur fracturation hydraulique (dans le cas du *gas tight* et du gaz de schiste), ou simplement au moyen d'un élargissement des puits (*caving* ou *cavage*), dans le cas du gaz de houille. En ce qui concerne le gaz de houille, la médiocrité de la tenue mécanique des charbons ne permet de les exploiter que grâce à des forages verticaux. Dans les autres cas, des puits sont forés horizontalement dans les formations contenant les gaz, pour augmenter les performances en termes de volume accessible (réserves) et de productivité.

Des ressources en place de plus de 920 000 milliards de mètres-cubes (920 T m³) dépassant largement les ressources initiales en hydrocarbures conventionnels

Comme précédemment, l'estimation des ressources en place de gaz non conventionnels est techniquement difficile et elle reste encore à réaliser dans la majorité des pays susceptibles de disposer de telles ressources. De plus, la distinction adoptée à 0,1 millidarcy de perméabilité entre les réservoirs classiques (gaz conventionnel) et les réservoirs compacts (*tight gas*) semble n'être prise en compte qu'aux Etats-Unis. D'après l'Agence Internationale de l'Energie (WEO 2010), 210 T m³ (1) seraient en place dans les roches réservoirs compacts (*tight gas*), 256 T m³ le seraient dans le charbon, et plus de 456 T m³ dans les schistes. En dehors de l'Amérique du Nord, dont les ressources estimées sont certainement les plus précises (nombreuses études calibrées sur des données mesurées), dans toutes les autres régions du monde, les ressources en place pourraient notablement changer. Toutefois, ces premières évaluations montrent (voir la figure 3) que la zone la plus riche en gaz non conventionnels serait l'Asie Pacifique (Chine, Australie...), suivie par l'Amérique du Nord (pour ne pas dire les seuls Etats-Unis), puis les pays de l'ex-CEI (Russie, Kazakhstan...), ces trois régions totalisant 60 % des gisements potentiels de gaz non conven-

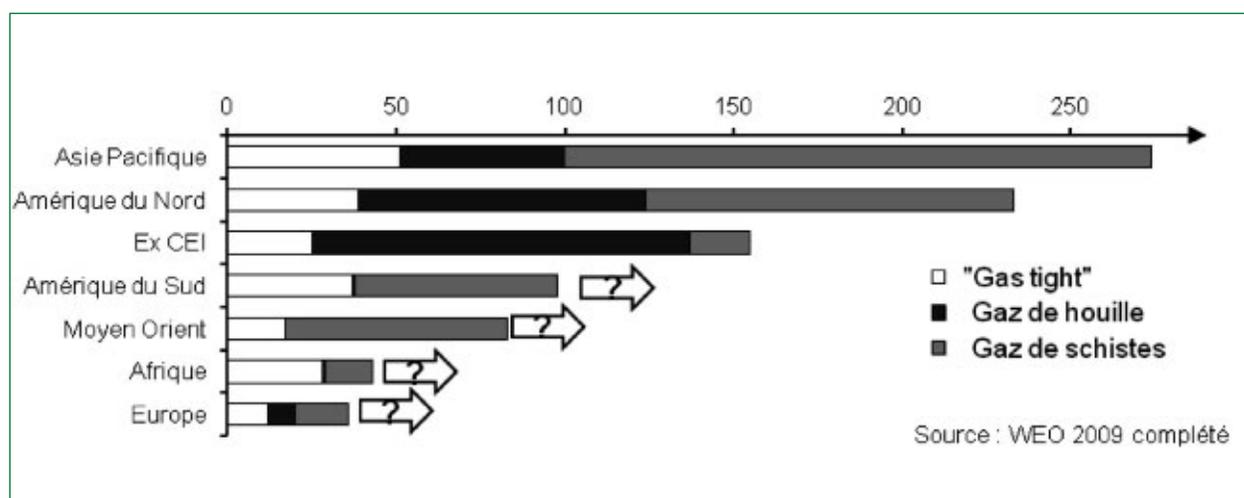


Figure 3 : Ressources en place de gaz non conventionnels

tionnels dans le monde. L'Amérique du Sud et le Moyen-Orient disposeraient de ressources notables ; en revanche, celles de l'Afrique et de l'Europe resteraient limitées.

Un volume productible de près de 380 000 milliards de mètres-cubes (380 T m³ (1)), analogue à celui du gaz conventionnel,

A l'instar des pétroles non conventionnels, l'estimation des réserves de gaz non conventionnels dépend non seulement de la fiabilité des estimations des ressources en place et des taux de récupération attendus, mais aussi de l'acceptabilité de l'exploitation aux yeux des autorités et des populations concernées. La mise en production de ces ressources peut être limitée, voire impossible techniquement (zones urbaines, parcs nationaux...), politiquement ou localement dans certains pays (acceptabilité) et économiquement (richesse et/ou débit insuffisants). Les taux de récupération obtenus sont fort variables, selon les teneurs et les pressions des gaz en place. En moyenne, ils seraient de l'ordre de 50 % des ressources en place pour les *gas tight* et les gaz de schistes et de 20 % pour les gaz de houille (ce faible taux de récupération moyen des gaz de houille étant dû à la teneur réduite en gaz mobile des gisements, la plus grande part du gaz de houille restant piégée dans le charbon (gaz irréductible)). Avec les ressources en place estimées et les taux de récupération moyens, les volumes extractibles s'élèveraient aux environs de 380 T m³, valeur conforme à celle annoncée par l'Agence Internationale de l'Energie (WEO 2009). Ces 380 T m³ ne seront peut-être jamais atteints, pour les raisons précédemment citées. Ils permettent de souligner que le classement par région obtenu avec les ressources en place devrait globalement se maintenir (voir la figure 4).

La production des gaz non conventionnels couvre actuellement moins de 1 % de la demande mondiale. Ils sont essentiellement fournis par les gaz des réservoirs compacts (*gas tight*) et, dans une moindre mesure, par les gaz de houille et

les gaz de schistes. Développés majoritairement aux Etats-Unis, ces gaz ont permis à ce pays de réduire ses importations, de sécuriser ses approvisionnements et de maintenir son mode de vie. L'exemple américain a été suivi (principalement par le Canada et l'Australie) et il tente de plus en plus de pays consommateurs disposant de faibles ressources en gaz conventionnels (ou en étant entièrement dépourvus). La Chine, l'Inde, la Pologne, pour ne citer que quelques pays, devraient très rapidement développer et produire des gaz non conventionnels en quantités non négligeables.

Conclusion

Les hydrocarbures non conventionnels sont actuellement exploitables, techniquement et économiquement, dans la plupart des pays du monde. Bien que les ressources en place et les réserves attendues soient difficiles à évaluer, elles sont au moins analogues (mais probablement supérieures) aux ressources et aux réserves en hydrocarbures conventionnels découvertes, à celles restant à découvrir, voire à celles restant à exploiter. De nombreuses études sont en cours afin de les cerner au mieux et de localiser les zones les plus favorables. Toutefois, des améliorations techniques sont encore nécessaires pour les exploiter en respectant l'environnement. Globalement, ces hydrocarbures fournissent aujourd'hui 4 % environ de la demande mondiale (Canada, Venezuela, USA ...) et ils pourraient, à eux seuls, fournir au moins vingt années de la demande actuelle. Si ces ressources et réserves sont (et resteront) concentrées dans un nombre restreint de pays disposant d'un sol et d'un sous-sol géologiquement favorables, elles offrent l'avantage de donner (ou de redonner) à des pays importateurs, ne disposant pas ou peu d'hydrocarbures conventionnels, des ressources et des réserves potentielles. L'exemple américain tente de plus en plus de pays, qui voient dans ces hydrocarbures la solution à leur problème énergétique. Cependant, compte tenu des émissions de gaz à effet de serre engendrées par leur consommation et des problèmes d'environne-

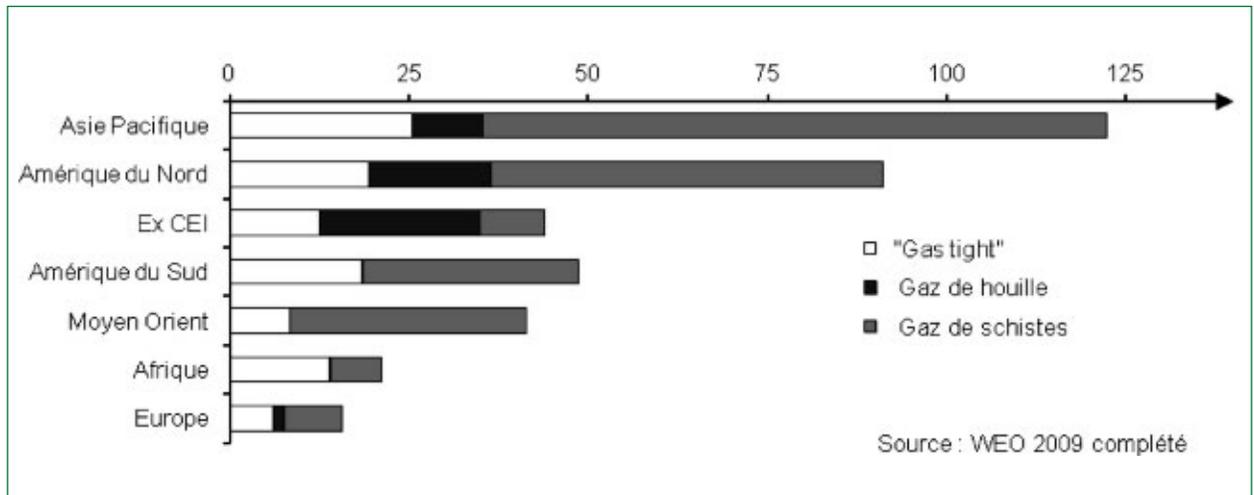


Figure 4 : Réserves extractibles en gaz non conventionnels

ment liés à leurs développements locaux, la mise en production des hydrocarbures non conventionnels, et donc des réserves espérées, reste tributaire de l'acceptabilité locale, nationale voire mondiale de leur exploitation. Les réserves attendues pourraient donc s'en trouver limitées et ne jamais atteindre les fabuleux volumes productibles de 3 000 milliards de barils, pour le pétrole, et de 380 T m³ de gaz (selon les chiffres publiés par l'AIE) représentant respectivement cent et cent trente années de nos consommations en 2010.

Notes

* Docteur en Géologie, retraité de l'IFP devenu depuis lors l'IFPEN.

(1) Un T m³ (tétra m³) vaut 1012 m³, soit mille milliards de m³.

Bibliographie sommaire

Les sites et rapports américains de l'USGS (*United States Geological Service*), de l'EIA (*Energy Intelligence Agency*), de la CIA et du DOE (*Department Of Energy*), allemand du BGR, anglais du CERA (*Cambridge Energy Research Associates*), français de l'IFPEN et de CEDIGAZ.

Les publications de l'Agence Internationale de l'Energie : World Energy Outlook 2005 à 2010 (WEO).

Les revues Oil & Gas Journal (O&GJ), World Oil.

Les publications de la SPE (*Society of Petroleum Engineers*), de l'ASPO (*Association for the Study of Peak Oil & Gas*)...

MATHIEU (Y.), *Le dernier siècle du pétrole ? La vérité sur les réserves mondiales*, Editions Technip, 2010.