

LES HYDROCARBURES - SITUATION ET PERSPECTIVES

Hydrocarbons – Present situation and prospects

Par Jean SCHIETTECATTE*

Résumé. – La production mondiale d'hydrocarbures, liquides ou gazeux, continue de croître à un rythme de 1 à 2 % par an. L'exploration, et la mise en production, sont faites dans des zones de plus en plus inaccessibles, et nécessitent des investissements de plus en plus importants. Les ressources non-conventionnelles (huile et gaz de schiste) semblent avoir un fort potentiel, mais qui, hors les États-Unis, n'a pas encore été pleinement quantifié. La production française, en fort déclin, représente 1 % de la consommation nationale.

Abstract. – *The world production of hydrocarbons, liquid or gas, is still growing at a rate between 1 and 2 percent per annum. The exploration and production are now performed in more and more extreme conditions and necessitate ever growing investments. The non-conventional resources (shale oil and gas) appear to have a vast potential, which however, outside the U.S., has not yet been fully quantified. The french national production, which is steeply declining, represents 1 percent of total consumption..*

Mots-clés. – Hydrocarbures, pic pétrolier, huile/gaz de schiste, prix, production France
Key words. – *Hydrocarbons, Peak oil, shale oil and gas, prices, french production.*

I. – INTRODUCTION

Depuis les débuts de leur utilisation commerciale, vers le milieu du XIX^e siècle, les hydrocarbures ont pris une place de plus en plus importante dans l'économie mondiale. Nous sommes maintenant confrontés à une raréfaction de ces produits, et à un coût de plus en plus élevé de leur exploitation. Les développements récents des nouvelles techniques de production (exploitation en mer profonde ou milieu péri-arctique, exploitation des gaz et pétrole dits de schiste, gaz de mines de charbon...) ne font que reculer l'échéance.

Nous nous proposons de passer en revue les éléments suivants :

- le calendrier et le budget d'une opération d'exploration ;
- la production mondiale d'hydrocarbures et les perspectives à moyen terme ;
- la notion de pic pétrolier (Peak Oil) – essais de quantification des réserves ;
- les ressources non-conventionnelles (huile et gaz de schiste), importance et perspectives ;
- les gaz de gisements de charbon ;
- les facteurs de contrôle des prix ;
- la situation de l'exploration et de la production en France.

II. – DÉROULEMENT D'UNE OPÉRATION DE PROSPECTION PÉTROLIÈRE

Une telle opération se déroule en trois phases :

1- Exploration :

Cette phase se déroule typiquement sur une période de 3 à 5 ans. Son coût peut s'élever de 10 à 50 millions de dollars, en fonction,

notamment, des conditions géographiques.

Après analyse des données existantes, demande et obtention éventuelle d'un permis d'exploration, on procède à des relevés géologiques et à une ou plusieurs missions géophysiques (sismique, gravimétrie, magnétométrie, etc.), suivis par le forage d'un ou plusieurs puits. Il est à noter que le taux moyen de réussite, à l'échelle mondiale, est de l'ordre de 1/10.

2- Estimation des réserves :

Cette deuxième phase se déroule également sur une période de 3 à 5 ans ; elle implique le forage d'un certain nombre de puits (en général 3 à 5) pour déterminer le potentiel d'une éventuelle découverte. Le coût de l'investissement atteint généralement 30 à 50 millions de dollars, mais peut être beaucoup plus élevé en milieux extrêmes (mer très profonde, zones péri-arctiques). Si les résultats sont positifs, l'opérateur dépose une demande de concession d'exploitation.

3- Mise en production :

Lorsque la valeur commerciale d'un gisement a été établie, l'opérateur doit demander et peut obtenir une concession de production, généralement valable pour plusieurs dizaines d'années. Il peut alors procéder à la mise en production du gisement. Sur un gisement terrestre cette phase consistera généralement à forer un certain nombre de puits de production, et à construire toute l'infrastructure nécessaire : réseau routier, oléoducs et gazoducs, équipements de traitement et de stockage, etc. Sur un gisement marin, les forages seront complétés par la construction et l'installation de plateformes de production et de stockage, la création éventuelle d'infrastructures de soutien à terre (stockage, base navale, etc.) Les investissements varient énormément en fonction des circonstances, ils peuvent dépasser le milliard de dollars (Carmalt, 2017).

* Ingénieur géologue retraité de l'industrie pétrolière ; e-mail : j.p.schiettecatte@orange.fr

III. – ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION PÉTROLIÈRE MONDIALE

La production actuelle (valeur 2016 – British Petroleum, 2018-a) mondiale de **pétrole brut** s'élève à environ 92 millions de barils par jour (pour mémoire : 1 baril = 159 litres, 1 baril/jour = 50 tonnes/an). Le taux de croissance annuel de la consommation est de 1 à 1,5 % par an, essentiellement à destination de la Chine et de l'Inde. La répartition géographique de cette production est illustrée ici (Fig. 1).

Les différents types de production se répartissent actuellement comme suit :

- Production terrestre (onshore) conventionnelle : 58%
- Production marine (offshore) conventionnelle : 29%
- Production terrestre non conventionnelle (pétrole de schiste et de roche imperméable) : 4 %
- Production marine profonde : 9 %

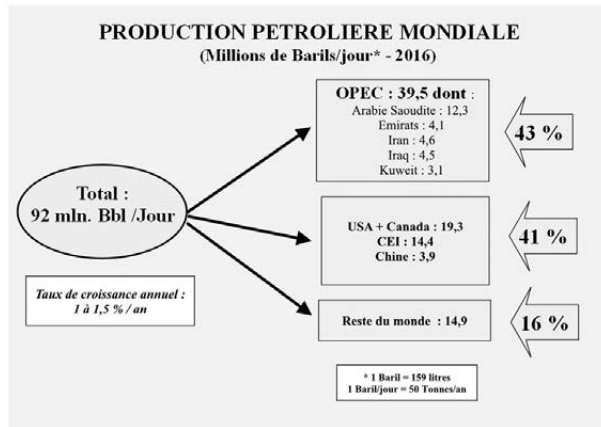


Fig. 1 – Répartition mondiale de la production pétrolière
Fig. 1 – World distribution of petroleum production

La production mondiale de gaz naturel est égale (valeur 2016 British Petroleum, 2018a) à 3 350 milliards de mètres cubes par jour, avec un taux de croissance d'environ 2 % par an ; la répartition géographique, et l'importance des différents pays producteurs, sont indiqués en figure 2.

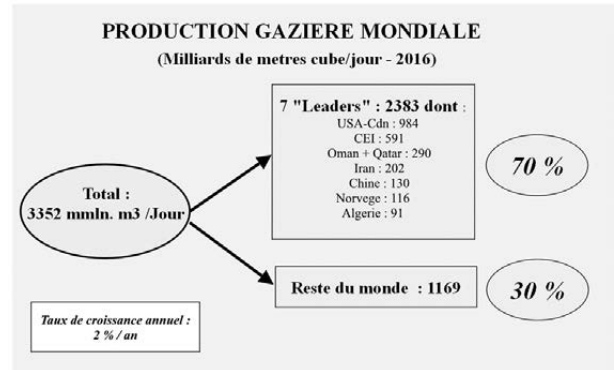


Fig. 2 – Répartition mondiale de la production gazière
Fig. 2 – World distribution of gas production

IV. – LA NOTION DE PIC PÉTROLIER

Ce concept, fréquemment cité, a été créé par un géophysicien américain, King Hubberts, en 1956. Son estimation était basée uniquement sur la production terrestre, seule technique existante à l'époque, et prévoyait un pic de production de 40 millions de barils en 1990. Cette prévision a été fréquemment révisée, au fil des développements technologiques, par différents auteurs (Mauriaud *et al.*, 2013), mais il n'existe pas à ce stade de consensus sur l'impact qu'auront les nouvelles sources (marin profond, pétrole de schiste, exploration en zones péri-arctiques...).

Le cas des réserves de pétrole non-conventionnel est particulièrement significatif. A titre d'exemple, une étude récente (Blai-zot, 2017) estime le volume de réserves exploitables de pétrole de schiste à 1500 milliards de barils, soit, à l'échelle mondiale, 50% des réserves conventionnelles initiales et le double des réserves conventionnelles restantes actuellement connues.

V. – LES RESSOURCES NON-CONVENTIONNELLES

Ces réserves comprennent les pétrole et gaz communément appelés de schiste (shale oil et shale gas, également appelés pétrole et gaz de roche-mère), les gaz issus de gisements charbonniers (gaz de mine et gaz de couche), ainsi que les gaz issus de réservoirs imperméables (tight gas).

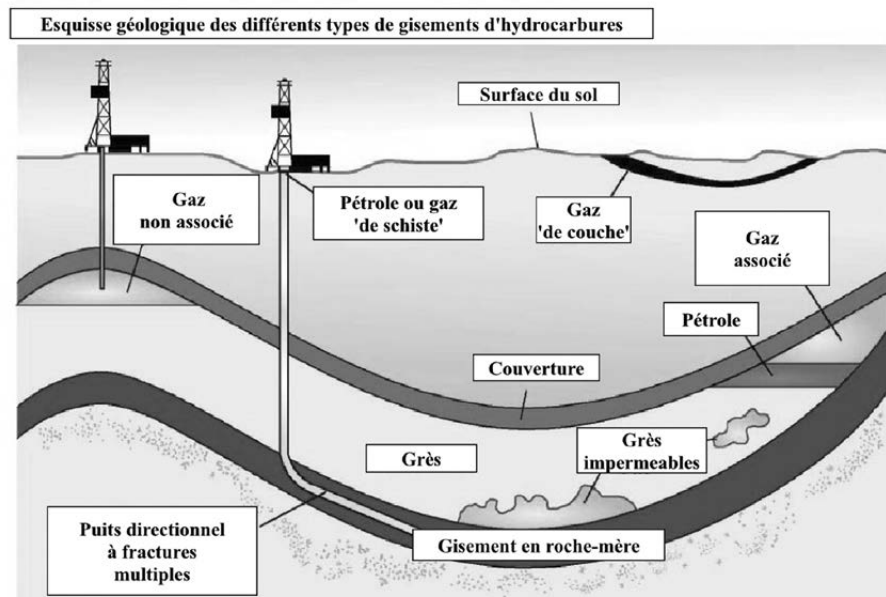


Fig. 3 – Schéma géologique de la répartition des gisements d'hydrocarbures
Fig. 3 – Geological scheme of hydrocarbon fields repartition
Source EIA

La figure 3 montre, très schématiquement, la répartition géologique de ces divers types de gisements. Les techniques d'exploitation des pétrole et gaz de schiste ont fait l'objet de nombreuses publications, sur lesquelles il n'est pas nécessaire de revenir en détail (Bauquis, 2014 ; Charon, 2014). Le cas des gaz associés aux gisements charbonniers sera traité séparément.

La figure 4 montre la répartition mondiale des bassins sédimentaires susceptibles de contenir des huiles et gaz de schiste. Parmi ceux-ci, l'Emirat de Bahreïn a récemment annoncé la découverte d'un gisement pouvant contenir 80 milliards de barils de pétrole et 14 trillions de mètres cube de gaz, ce qui représenterait des réserves supérieures à celles de l'Arabie Saoudite. Cette information est basée sur un nombre limité de forages, et doit être accueillie avec une certaine prudence.

Il convient de noter qu'à ce jour, à l'exception des États-Unis, les prospections menées dans divers points de la planète n'ont pas encore abouti à une exploitation commerciale notable. Par ailleurs, les opérations de prospection sont généralement assez mal accueillies par les populations locales. Nous nous concentrerons donc sur la situation aux États-Unis.

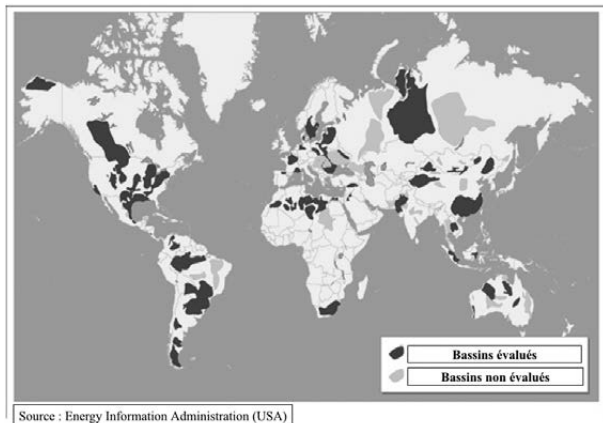


Fig. 4 – Répartition mondiale des zones potentiellement riches en pétrole et gaz de schiste

Fig. 4 – World distribution of areas potentially rich in shale oil and gas

La production de pétrole non conventionnel nord-américain a débuté en 1998, elle atteint actuellement environ 4,2 millions de barils par jour, soit environ 50% de la production totale de ces États. Les estimations actuelles (British Petroleum, 2018a) font état d'une prévision de production de 7 à 8 millions de barils à l'horizon 2030.

La production de gaz non conventionnel, qui a débuté à la même époque, atteint actuellement environ 1 milliard de mètres cube par an, avec une prévision de doublement vers 2030.

Il est à noter que le niveau de production et les perspectives de développement de cette ressource, qui sont très largement entre les mains d'opérateurs privés, et dont le coût est relativement élevé (50 à 70 \$/baril), sont très étroitement liés aux fluctuations des prix internationaux.

VI. – LES RESSOURCES DE GAZ DE CHARBON

La Fig. 5 montre l'emplacement des principales réserves mondiales de charbon, et souligne l'emplacement des zones potentiellement propices à l'exploitation de gaz.

Il convient de distinguer deux types de gisements de gaz charbonniers :

- Le gaz de mine – Il s'agit de gaz, essentiellement du méthane, qui s'accumule dans les anciennes galeries minières. La

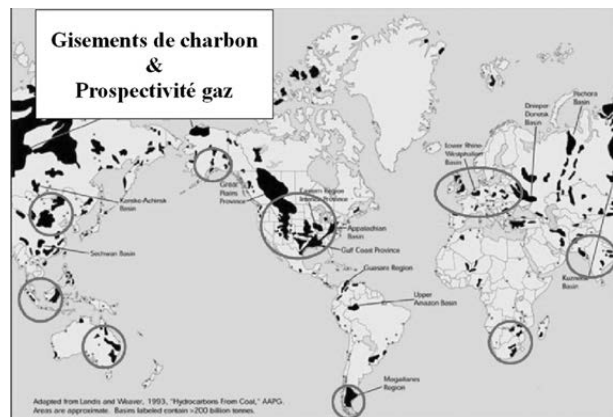


Fig. 5 – Réserves mondiales de charbon – Prospective gazière

Fig. 5 – World coal reserves – Potential gas-bearing zones

lente montée de l'eau souterraine dans ces galeries comprime l'atmosphère résiduelle, ce qui augmente la pression et constitue un danger potentiel de fuites vers la surface, via les anciens puits, forages, fractures naturelles et celles induites par les affaissements (Lemal & et Meilliez, 2017). Il est donc important d'exploiter ce gaz pour éviter des accidents ; il ne sera donc pas concerné par les mesures d'interdiction de production sur le territoire français (voir § 8, infra)

Dans les gisements qui débouchent en surface (Angleterre, Borinage, Ruhr), ce gaz, généralement mélangé à de l'oxygène, ne peut être injecté dans les circuits commerciaux ; il est principalement exploité pour le chauffage urbain local ou les unités d'incinération des déchets urbains. Le gisement du Nord-Pas-de-Calais est entièrement souterrain et ne connaît donc aucune entrée spontanée d'oxygène. Depuis l'arrêt de l'exploitation charbonnière (21 décembre 1990), l'atmosphère résiduelle s'est totalement vidée de l'oxygène qui avait été injecté pour permettre aux mineurs d'y travailler. De telle sorte que la Société Metamines (puis Gazonor) qui exploite ce gaz résiduel depuis la fosse 4 d'Avion a pu s'engager contractuellement avec Gaz de France pour injecter jusqu'à 3 % en volume du gaz extrait dans les circuits commerciaux.

Le gaz de couche - Il s'agit du gaz diffus dans les veines charbonnières inexploitées. Les processus d'exploitation sont assez comparables à ceux de l'industrie gazière conventionnelle.

VII. – FACTEURS DE CONTROLE DES PRIX

Le marché des prix de brut est soumis à de nombreux facteurs indépendants les uns des autres. Il convient d'abord de distinguer les prix « contractuels », établis pour des champs en exploitation, indexés sur un certain nombre de bruts de référence (Brent, Texas light, etc.), et publiés par des agences internationales telles que Platt's, Nasdaq, etc. Ces prix sont totalement indépendants des coûts de production, qui, selon les gisements, s'étagent entre 3 et 70 dollars par baril. Ils sont généralement établis par comparaison avec les bruts de référence, et sont essentiellement basés sur la composition chimique de ces bruts. Ils sont aussi influencés à moyen terme par les anticipations de surplus ou de pénurie, car ce marché a une très faible dose de flexibilité. Ils sont également influencés par la perception des risques politiques chez les principaux producteurs. Il convient aussi de noter que, les marchés pétroliers n'ayant pratiquement aucune flexibilité, les prix, à l'échelle mondiale, peuvent être temporairement affectés par des excédents, ou pénuries, de production.

Les achats « spot » concernent une partie relativement faible de la production mondiale. Ils sont essentiellement spéculatifs, en anticipation de risques politiques ou autres, mais peuvent aussi dépendre d'incidents de production chez tel ou tel opérateur.

Les prix des contrats gaziers sont globalement indexés sur

- Un autre élément important fut la prise de pouvoir par le colonel Kadhafi en 1969, et la nationalisation de B.P. Libye, qui fut bientôt suivie d'autres nationalisations par divers membres de l'OPEP, abolissant rapidement la position dominante des « sept sœurs ». Les conflits entre divers États proche-orientaux (Yom

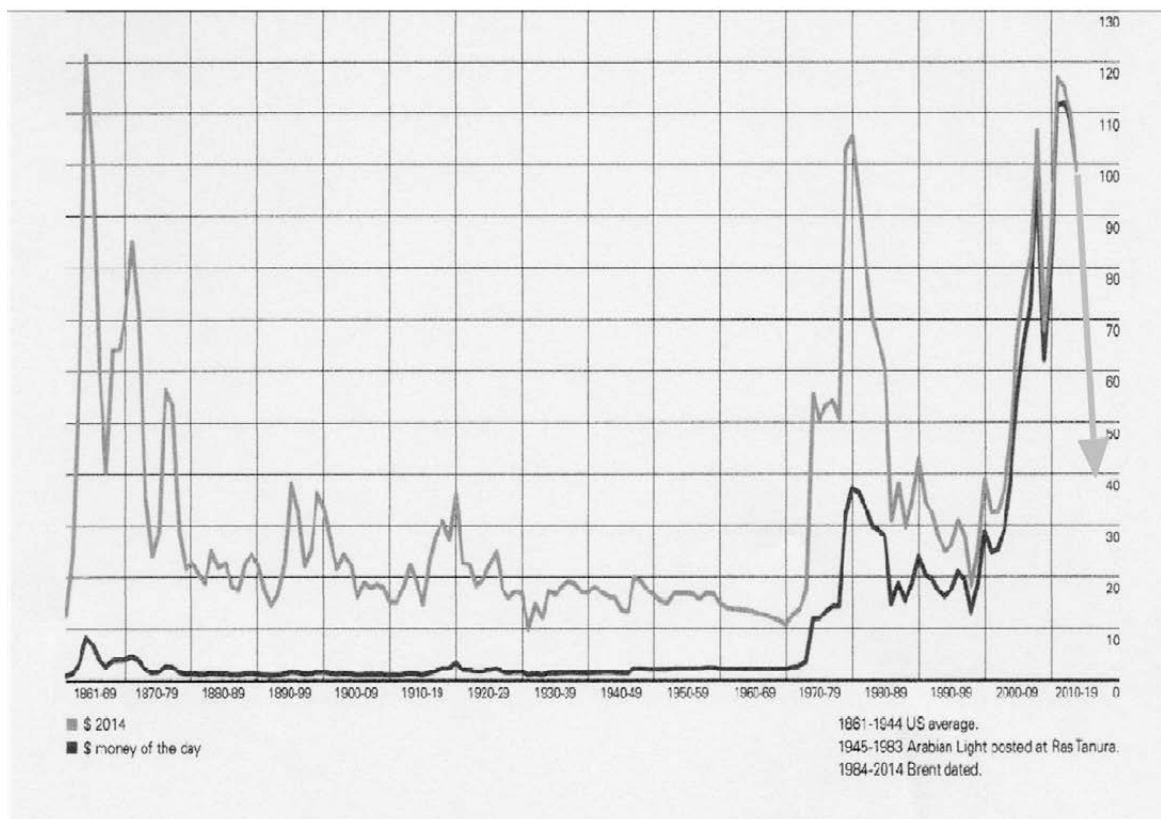


Fig. 6 – Evolution des prix de brut – 1861 à 2016

Fig. 6 – Crude oil prices – 1861 to 2016

les bruts de référence. Il convient de noter que compte tenu de la lourdeur et du manque de flexibilité des installations de production et d'exportation de gaz (usines de liquéfaction, pipelines...), les ventes sont généralement basées sur des contrats à long terme, le marché « spot » est quasiment inexistant.

La figure 6 montre l'évolution des prix de brut entre 1861 et 2016 (Wikimedia Commons, 2018). Les deux courbes représentent la valeur du baril en monnaie courante et en monnaie constante (valeur 2014). Ce graphique appelle les commentaires suivants :

- Jusqu'en 1910, la compagnie américaine Standard Oil, appartenant à N. Rockefeller, jouissait d'un quasi-monopole sur la production, presque exclusivement américaine.

- Jusqu'en 1973, sept compagnies (les « sept sœurs » : B.P., Shell, Gulf Oil, Chevron, Esso, Mobil et Texaco) contrôlaient environ 85% des marchés mondiaux. Un accord confidentiel, daté de 1928 'Accord d'Achnacarry', (Auzanneau, 2015) avait fixé les prix de tous les bruts à 3 \$ le baril rendu à New York, indépendamment de leur composition ou de leur origine.

- A partir de 1973 plusieurs événements géopolitiques modifièrent considérablement le paysage pétrolier. Le premier fut la montée en puissance de l'OPEP qui, fondée en 1960, n'avait jusqu'alors pas fait montre d'une forte activité. La première action « politique » de l'OPEP fut la décision, en 1973 d'instaurer un embargo vers les États-Unis, suite à la guerre du Kippour; les prix de brut bondirent brutalement à environ 15 dollars/baril

Kippour, guerres du Golfe, etc...) contribuèrent à déstabiliser les marchés. Cette instabilité s'est perpétuée depuis. Il convient néanmoins de noter que la politique de l'OPEP qui a consisté à attribuer des quotas de production à ses différents membres, a, jusqu'à récemment, contribué à une certaine stabilisation des marchés. L'influence de l'OPEP est actuellement quelque peu affaiblie, en raison de la situation politique instable de certains membres, notamment l'Irak et la Libye, et de l'embargo pétrolier, récemment partiellement aboli, touchant l'Iran.

- La chute brutale des prix, à partir de 2016, est due à une surproduction, d'environ 1,5 à 2 millions de barils/jour, due essentiellement à une forte reprise de production de l'Iran et de l'Irak.

- A partir de 2017, un accord entre l'OPEP, la Russie et d'autres pays producteurs, s'engageant à ne pas augmenter leur production, a permis une relative stabilisation des prix, entre 60 et 70 dollars par baril.

VIII. – SITUATION DE L'EXPLORATION ET PRODUCTION EN FRANCE

Les figures 7 et 8 montrent la répartition géographique des diverses zones potentiellement prospectives, ainsi que les permis et concessions actuellement en activité. Il est à noter que la fracturation hydraulique à des fins d'exploration d'hydrocarbures étant interdite en France, aucun permis d'exploration n'est attribué dans les zones correspondantes (basse vallée du Rhône).

Par ailleurs, Total, qui dispose d'un permis d'exploration en mer profonde au large de la Guyane Française (Fig. 8) a annoncé en 2011 la découverte probable d'un gisement gazier. La validité de ce permis a été prolongée jusqu'en 2019.

Une nouvelle loi pétrolière, votée en décembre 2017, prévoit l'interdiction de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures après 2040. Seule la production de gaz de mine dans le nord de la France et en Lorraine ne sera pas touchée par

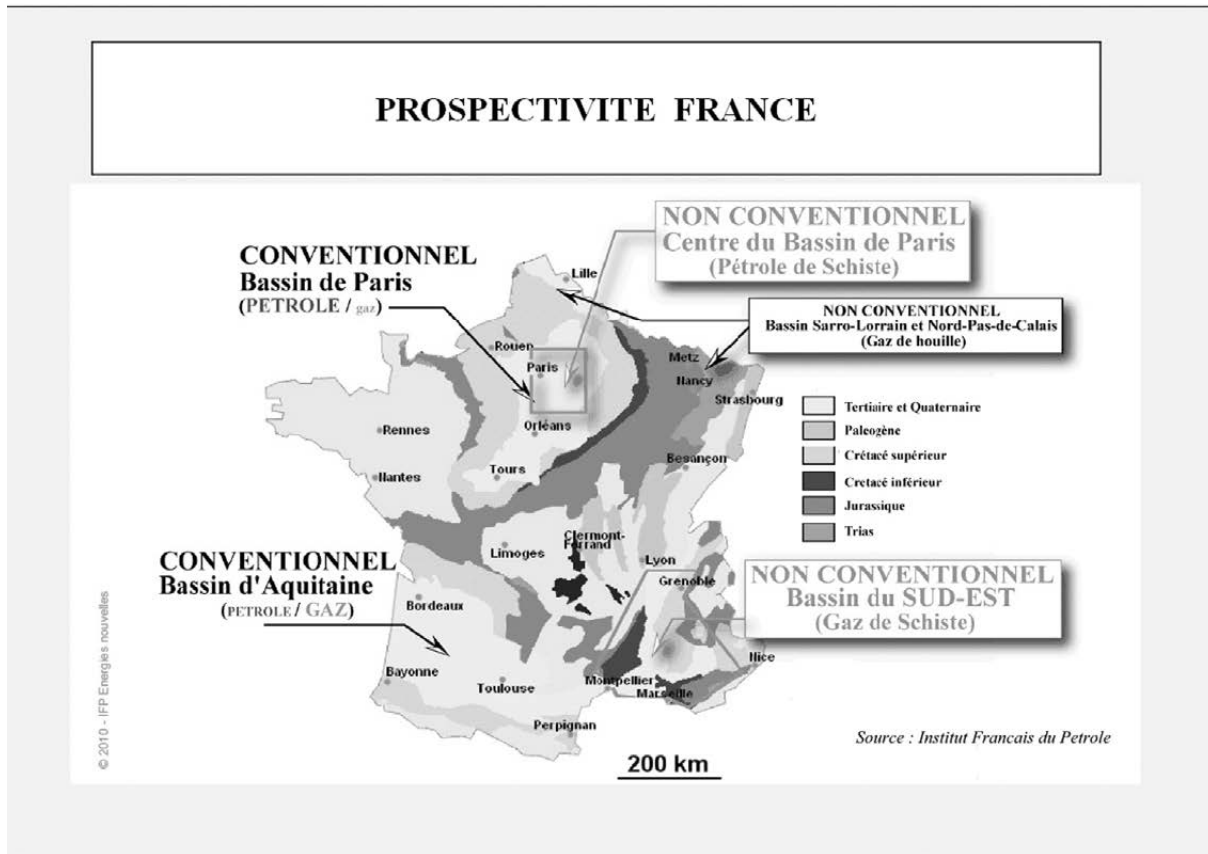


Fig. 7 – Répartition des zones potentiellement prospectives en France (source I.F.P.)
Fig. 7 – Potentially prospective areas in France (source : I.F.P.)

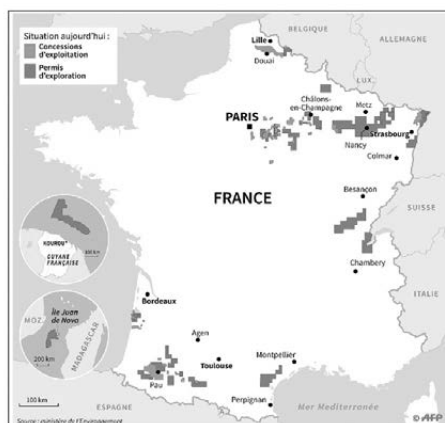


Fig. 8 – Répartition des Permis de Recherches et Concessions de Production dans les territoires français
Fig. 8 – Location of Exploration Permits and Production Concessions in French territories

La production pétrolière française, en fort déclin depuis 1988, est d'environ 15 000 barils/jour (fig. 9) et ne représente que 1 % de la consommation nationale. Cette production est située dans la partie est du Bassin de Paris, et dans le sud-ouest de l'Aquitaine

cette mesure. A cette date, sept concessions de production seront encore valides (dont l'une jusqu'en 2054). Les éventuelles modalités de compensation pour les investissements d'exploration et les concessions d'exploitation restent à définir.

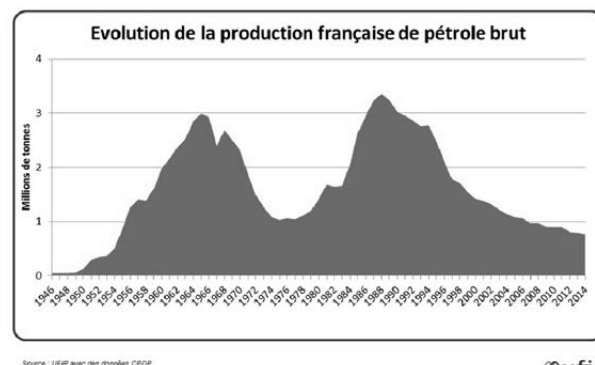


Fig. 9 – Profil de production pétrolière en France (1946 – 2014)
Fig. 9 – French oil production profile (1946 – 2014)

BIBLIOGRAPHIE

- AUZANNEAU M. (2015) – *Or noir – La grande histoire du pétrole* – Éd. La Découverte : 702 p. www.editions.ladecouverte.fr
- CHARON G. (2014) – *Gaz de schiste : la nouvelle donne énergétique* – Éd. Technip : 300 p. www.editions.technip.com
- BAUQUIS P.R. (2014) – *Parlons gaz de schiste* – Éd. La Documentation Française : 92 p. - www.ladocumentationfrancaise.fr
- KEREBEL C. (2009) – *La gouvernance mondiale de l'énergie* – Éd IFRI : 256 p. – www.ifri.org
- BLAIZOT M. (2017) - *Les réserves mondiales de pétrole non conventionnel...* in : *Bulletin de la Société Géologique de France*, Vol. 188 : 9 p. – <https://doi.org/10.1051/bsgf/2017199>
- LEMAL S. & MEILLIEZ F. (2017). – *L'Après-Mine, un nouveau chapitre scientifique du Bassin houiller du Nord – Pas-de-Calais. Annales de la Société géologique du Nord*, 2^e série, **24** : 59-68.
- BRITISH PETROLEUM (2018a) - *Energy outlook* – www.bp.com/en/global/energy-economics/energy-outlook.html
- MAURIAUD P., BRETON P. & DE WEVER P. (2013) – *La faim du pétrole* – Éd EDP sciences : 220 p. www.edpsciences.org
- BRITISH PETROLEUM (2018b) – *B.P. statistical review of world energy* – www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html
- NIES S. (2011) – *Oil and gas to Europe* – Éd IFRI : 210 p. - www.ifri.org
- CARMALT S.W.(2017) – *The economics of oil* – Éd. Springer : 115p. - www.springer.com
- WIKIMEDIA COMMONS (2018). – *Oil prices* - https://commons.wikimedia.org/wiki/Category:_Oil_prices