

Les lois physiques et le pétrole

Par X. Chavanne, Laboratoire Environnement et Développement, Uni. D. Diderot, Paris.

Mai 2006.

RÉSUMÉ

L'article traite du débat qui oppose des experts pétroliers sur la date du maximum de production de pétrole, avec le point de vue d'un physicien. Après avoir rappelé l'importance et les caractéristiques du pétrole il présente les acteurs, économistes et géologues, et leurs méthodes de travail. Il résume les limites géologiques et hydrodynamiques de l'exploitation du pétrole (avec un point sur la loi de Darcy). Il décrit brièvement les modèles de prévision du maximum de production. Il compare ces résultats avec les événements actuels. Il insiste sur l'importance du rendement d'énergie dans la limite de production des hydrocarbures liquides. Il conclut enfin sur la forte probabilité pour que le maximum ait lieu avant 2015 et peut-être 2010.

INTRODUCTION

Fin 2003 le cours du pétrole est à plus de 30 \$/b (1 b = 1 baril = 0,159 m³). Pour les analystes des marchés pétroliers cette valeur est élevée et résultent d'évènements politiques : baisse de production de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP), situations tendues en Irak, au Venezuela, au Nigeria... . L'année 2004 qui s'annonce plus apaisée devrait voir une baisse des prix, ainsi que le décrit un document de l'Institut Français du Pétrole (IFP), *l'offre et la demande pétrolière, panorama 2004**. En mai 2004 le cours dépasse cependant 38 \$/b. L'OPEP décide d'augmenter sa production. La baisse cette fois semble amorcée. La hausse du cours après juin 2004 et sa stabilisation à un niveau élevé a surpris presque tous les analystes (plus de 50 \$/b en oct. 2004 et après avril 2005). Elle ne peut être attribuée à aucun évènement politique.

Cette situation n'étonne pourtant pas un petit groupe d'experts pétroliers. A partir d'études géologiques ils prévoient depuis plusieurs années le maximum de production de pétrole vers 2010, voire avant. Leur point de vue, fortement contesté à leurs débuts, gagne de plus en plus de terrain dans le milieu pétrolier. Depuis 2001 beaucoup sont réunis au sein de l'Association for the study of peak oil and gas (ASPO).

Cet article s'intéresse aux différents arguments mis en avant dans le débat sur le maximum de production de pétrole, en particulier ceux relevant de phénomènes physiques. Le pétrole, ses caractéristiques, son origine et son exploitation sont des sujets intrinsèquement très complexes. Ils sont rendus encore plus compliqués par les différences d'approches et d'objectifs des géologues, ingénieurs et économistes.

Les quantités de pétrole produites ou en réserve seront exprimées dans une unité de volume, le baril, et ses multiples (kb, Mb, Gb). Bien qu'il s'agisse d'une unité archaïque, même pour les systèmes d'unités anglo-saxons, et bien que le pétrole soit principalement utilisé pour son pouvoir calorifique (PC), la plupart des données sont publiées avec cette unité. La production de pétrole est souvent mentionnée en baril par jour ou b/j. Elles seront données aussi en baril par an ou b/a pour pouvoir comparer avec les valeurs de réserves. Le pétrole, de par son importance économique, a fourni une unité d'énergie, l'équivalent pétrole dont la tonne, ou tep, vaut 42 GJ. Elle est quelquefois utilisée à la place du baril dans les publications économiques (le contenu d'un baril d'équivalent pétrole est fixé à

0,135 tep ou 5,7 GJ). Elle correspond à peu près à la valeur moyenne du PC massique du pétrole des différents gisements. Le contenu d'un baril d'un pétrole d'un champ varie donc avec la densité. PC est sous-entendu PC inférieur (PCI), c'est-à-dire en excluant la chaleur latente de l'eau. Les valeurs seront arrondies en rapport avec les incertitudes réelles (quelques pour cents pour la production d'un champ ou d'un pays), bien que sur les documents originaux ces valeurs soient exprimées avec parfois plus de six chiffres.

HISTOIRE ET IMPORTANCE DU PÉTROLE

Le pétrole est exploité de manière industrielle depuis qu'on sait le raffiner, c'est-à-dire la fin du 19^e siècle. C'est aussi à cette époque que sont mis au point les moteurs à combustion interne pour lesquels les dérivés du pétrole deviennent rapidement les combustibles de choix. Il joue un rôle primordial dans la puissance des Etats Unis d'Amérique (EUd'A), longtemps le principal producteur et également consommateur^[1]. Sa consommation connaît une croissance exponentielle dans le monde après la 2^e guerre mondiale : 5 Gb/a en 1955, 20 en 1973. Il détrône le charbon comme première énergie utilisée dans les années 60. En 1970 se réalise un événement lourd de conséquences : la production de pétrole des EUd'A passe par son maximum naturel. Ce maximum avait été prévu 15 ans auparavant par un géologue, M. K. Hubbert^[1]. Puis, des événements politiques au Moyen-Orient menacent les approvisionnements en pétrole venant de cette région. Tout ceci fait craindre sa pénurie. Mais les dissensions au sein de l'OPEP, l'exploitation de nouvelles régions pétrolière (Alaska, Mer du Nord...), la baisse de la consommation et le développement de l'énergie nucléaire provoquent un excès de production amenant au contre choc des prix du pétrole de 1986. Les craintes de pénurie sont oubliées. Le système économique libéral, qui réfutait l'idée d'une pénurie inévitable, s'impose.

En 2002 le pétrole est encore plus consommé qu'avant 1973. La figure-1, due à l'Agence internationale de l'énergie (AIE ou IEA en anglais), montre l'évolution de la consommation mondiale des ressources énergétiques extraites de la nature, ou énergies primaires, entre 1973 et 2002. Même si la part relative du pétrole a diminué, en absolu il a augmenté : 2,7 Gtep par an en 1973, 3,6 Gtep/a ou 26 Gb/a en 2002.

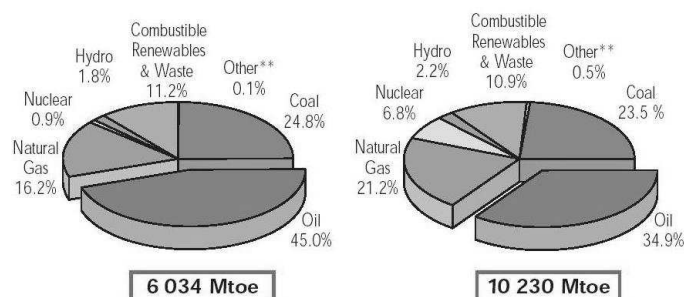


Figure-1 : évolution de l'approvisionnement en différentes énergies primaires dans le monde entre 1973 et 2002 (toe : tonne oil equivalent = tep). "other" : géothermie, solaire, éolien, marée....Source : Key World Energy Statistics 2004* © OECD/IEA, 2004, p.6.

Le pétrole assure plus de 90 % de l'énergie des transports sous forme de carburants (un peu plus de 50% de son utilisation dans le monde). Il fournit la matière première pour la pétrochimie (médicaments, textiles, plastiques...) ainsi que des lubrifiants, paraffines, asphaltes... (de l'ordre de 10% de son utilisation). Le reste contribue à une partie du chauffage et une petite partie de la production électrique.

DÉFINITIONS ET CARACTÉRISTIQUES DU PÉTROLE

La complexité du pétrole se reflète déjà dans sa définition. Rigoureusement il s'agit d'un hydrocarbure contenu dans une roche poreuse du sous-sol sous forme liquide aux conditions de pression P et de température T locales. Il est appelé aussi pétrole brut. En 2004 sa production a représenté 26 Gb/a (970 Gb ont déjà été consommé dont près de 700 depuis 1973). Les définitions économiques (comme celle de la figure-1) incorporent d'autres contributions, principalement des hydrocarbures liquides séparés du gaz naturel (GN) naturellement, condensats, ou par compression de quelques bars, gaz de pétrole liquéfié (GPL). Leur production (2,6 Gb/a en 2004) est à peu près proportionnelle à celle de GN et en faible hausse (moins de 0,1 Gb/a sur un an). Le pétrole brut et les liquides de GN du fait de la maîtrise de leurs techniques d'exploitation forment le pétrole dit conventionnel (le brut des gisements marins en eaux profondes et des zones polaires est souvent mentionné comme non conventionnel en raison des difficultés à l'extraire).

Un pétrole considéré comme non conventionnel est celui obtenu à partir de bitumes naturels. Ces hydrocarbures denses et très visqueux au point d'être solides, sont extraits au nord de l'Alberta (Canada) et dans le bassin de l'Orénoque (Venezuela) puis traités pour produire du pétrole brut synthétique (environ 0,4 Gb/a en 2004).

D'autres formes d'hydrocarbures liquides issus de ressources distinctes du pétrole sont aussi répertoriées car pouvant répondre à la demande :

- les pétroles obtenus à partir "des schistes bitumeux" ou kérogène (0,004 Gb/a en 2004) ;
- les liquides obtenus par conversion chimique à partir de charbon (CTL), GN (GTL) et biomasse (BTL). La principale production (0,075 Gb/a en 2004) se situe en Afrique du Sud et a été développée durant l'Apartheid par la compagnie Sasol, surtout à partir de charbon, pour faire face à l'embargo sur les carburants ;
- les biocarburants (éthanol, huiles végétales) produits à partir du maïs, de la canne à sucre et d'oléagineux (0,21 Gb/a en 2004 avec un PCI volumique inférieur de 40 % à celui du pétrole brut).

La composition du pétrole, et donc ses caractéristiques, varie d'un gisement à l'autre. Le pétrole se compose de plusieurs milliers de molécules différentes, très majoritairement d'hydrocarbures, appartenant à des familles comme celles des alcanes, alcènes, cyclanes, aromatiques, cycloaromatiques pour les plus simples. Les condensats sont principalement composés d'alcanes avec de cinq à sept atomes de carbone (C). La qualité du pétrole brut, et donc son prix, sont repérés souvent par sa densité d (entre 0,74 et proche de 1) et son contenu en soufre S (jusqu'à 3%). Le rapport du nombre d'atomes d'hydrogène par celui d'atomes de carbone, H/C est souvent utilisé (1,8 pour le pétrole de référence, 1,5 pour les bitumes). Les pétroles les plus recherchés sont les pétroles les moins denses, ou avec un rapport H/C élevé, et les moins soufrés. Ils fournissent plus facilement les dérivés légers comme carburants et produits de base pour la pétrochimie, tout en répondant aux normes de plus en plus strictes sur la pollution au S. Les pétroles denses sont très souvent soufrés. Ils nécessitent des installations plus lourdes et du dihydrogène H₂ obtenu par reformage de GN. La part du pétrole dense, dit lourd, est croissante du fait de l'épuisement progressif des autres. Cela a même donné lieu à une contribution supplémentaire dans les statistiques de consommation de pétrole, le gain de raffinage (de l'ordre de 1 Gb/a en 2004, en hausse régulière). Il s'agit de la différence de volume d'hydrocarbures entre l'amont et l'aval des raffineries. Ce phénomène est responsable en grande partie de l'engorgement au niveau des raffineries, pas toutes

équipées pour traiter le pétrole dense. En Amérique du Nord, depuis quelques années elles doivent en plus faire face à la crise d'approvisionnement en GN.

LES ÉCONOMISTES DU LIBRE MARCHÉ

L'économie du libre marché n'est pas la seule théorie économique existante (économies planifiée, keynésienne...). Cependant depuis les années 80, elle a pris une place prédominante dans le domaine de l'énergie au détriment des Etats ; le marché de l'énergie en Europe doit ainsi être soumis à la concurrence. L'AIE, fondée fin 1974 par les pays industrialisés à la suite de la première crise pétrolière, est le promoteur international de cette politique. Sa principale mission est d'assurer l'approvisionnement en énergie primaire des pays consommateurs.

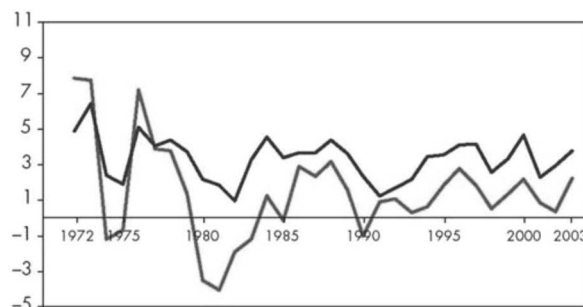


Figure-2 : corrélation depuis 1972 entre croissance du produit intérieur brut mondial, harmonisé par le pouvoir d'achat entre pays (trait noir au dessus), et croissance de la consommation de pétrole (trait gris). La moins bonne corrélation autour de 1980 correspond au démarrage des centrales nucléaires de construction décidée après la crise de 1973. Source : World Energy Outlook 2004 © OECD/IEA, 2004, p.83.

En liaison avec les organismes nationaux (ministère de l'économie en France, ministère de l'énergie aux EUd'A ou USDOE...), son personnel estime la consommation future d'énergie par pays à partir d'indicateurs économiques et de leur croissance désirée. Il existe une forte corrélation entre ces indicateurs et la consommation énergétique, comme le montre la figure-2 dans le cas du pétrole. Les consommations sont estimées en extrapolant ces corrélations. Dans ces modèles les énergies fossiles continuent à jouer un rôle prépondérant jusqu'en 2030 et au delà avec plus de 80% du total. La part du pétrole restant constante à 35%, sa quantité absolue augmente avec la consommation totale : 4,3 Gtep/a en 2010, 5,8 Gtep/a ou 43 Gb/a en 2030.

L'AIE calcule ensuite la production de chaque énergie fossile par pays en se basant sur leurs réserves et leurs productions passées. Les économistes travaillent beaucoup avec l'indicateur $R_a/P(a)$ représentant la durée des réserves restantes R_a extraites avec un flux annuel $P(a)$. a est l'année où sont calculés les deux paramètres. Ce modèle d'épuisement des réserves suppose que P reste constant et que R_a ne soit pas modifié pas des nouvelles découvertes ou des réévaluations de gisements. Mais P varie avec la demande et les capacités de production ; depuis le contrechoc de 1986 la production mondiale de pétrole croît en moyenne d'environ 1,5% par an (figure-2). D'autre part les réserves, telles que rapportées par l'USDOE, l'OPEP ou par la compagnie British Petroleum (BP statistical review of world energy, données accessibles sur l'internet), présentent une croissance encore plus importante^[2]. Elles représentent les données officielles des pays producteurs qui incluent, en principe, les réserves des gisements découverts l'année a , $D(a)$, ainsi que des réévaluations d'anciens gisements, moins leur production $P(a)$. En réalité ces données suivent plus des considérations politiques ou économiques que géologiques. Ainsi entre 1985 et 1989, les principaux membres de l'OPEP ont augmenté leurs réserves de 50 à 200% sans qu'aucune découverte majeure

de champs n'ait été faite. Ces brusques augmentations furent déclenchées par les désaccords entre pays de l'OPEP, suite à la chute des prix et à la nécessité d'imposer des quotas définis justement à partir des réserves. Leurs données sont restées constantes depuis malgré une forte production. Dans d'autres pays les réserves correspondent aux quantités extractibles avec un coût économique par rapport aux cours du moment des marchés. Si les réserves diminuent les cours augmentent pour répondre à la menace de pénurie. Les profits dégagés sont investis dans des gisements jusqu'alors non rentables. Les réserves de pétrole se renouvellent ainsi perpétuellement. Depuis plus de 35 ans l'indicateur R/P oscille entre 30 et 40 ans. La situation actuelle (cours élevés), même si non prévue, s'analyse parfaitement dans ce cadre.

LES MEMBRES D'ASPO

Beaucoup sont des géologues pétroliers, cadres ou anciens cadres de grandes compagnies pétrolières. Ils poursuivent les travaux de M. K. Hubbert en développant des modèles plus complexes de production de pétrole. A partir de données de régions épuisées, M. K. Hubbert a développé un modèle d'épuisement, ou déplétion, du pétrole d'une région (bassin, pays ou monde). Son modèle reste simple mais est plus réaliste que le modèle R/P. Ses profils de production ont la forme d'une courbe en cloche. La première partie ajuste la croissance exponentielle souvent observée en début d'exploitation. L'aire sous le profil correspond à la quantité ultime récupérable $Q_{région}$ - ou réserve initiale de la région. Elle peut être estimée avant la fin de production et même avant son maximum. Le maximum correspond à peu près au moment où la moitié de $Q_{région}$ a été produit. En 1956 Hubbert avait estimé $Q_{région}$ pour le pétrole brut des Etats-Unis hors Alaska, entre 150 et 200 Gb. Cette dernière valeur est encore celle retenue alors que la région est pratiquement épuisée malgré tous les efforts et les investissements fournis (en incluant tous les états la valeur est de 230 Gb). Se sont joints aux géologues quelques acteurs du monde pétrolier - ingénieurs, investisseurs, analystes - et des universitaires.

Une de leurs grandes préoccupations est le décalage entre les données officielles de réserve des pays producteurs et les données obtenues champ par champ, l'unité de production du pétrole brut (et du GN). Ces données, ou données techniques, sont assez difficiles à obtenir, notamment celles de l'OPEP qui ne les publie plus depuis 1982. Les membres d'ASPO les obtiennent par des sociétés d'information spécialisées, par les publications des associations d'ingénieurs et de géologues pétroliers, ou leurs contacts dans l'industrie. Le travail de recensement est lourd (il y a plus de 40 000 champs), mais les champs géants (production supérieure à 100 kb/j ou 0,035 Gb/a avec une quantité récupérable Q_{champ} supérieure à 0,5 Gb) et *a fortiori* les champs supergéants (production supérieure à 500 kb/j ou 0,18 Gb/a avec Q_{champ} supérieure à 5 Gb) sont à peu près connus (120 champs dont 14 supergéants en 2001). Ils assurent presque 50% de la production de pétrole brute (12 Gb/a sur 25 Gb/a en 2001), la part des champs supergéants étant de 20%. Le champ Ghawar en Arabie Saoudite, le plus grand du monde avec Q_{champ} de l'ordre de 100 Gb dont 55 Gb déjà produits, fournit plus de 6% de la production mondiale^[3]. $Q_{région}$ représente la somme de tous les Q_{champ} sur la région, y compris ceux à découvrir. Q_{champ} des champs connus, tenant compte des réévaluations ultérieures, sont reportées à l'année de leur découverte. Cette façon de dater, différente des économistes, permet de mieux rendre compte de l'évolution de $D(a)$, somme des Q_{champ} découverts l'année a , et de sa tendance ultérieure (figure-3).

LIMITE GÉOLOGIQUE DES GISEMENTS DE PÉTROLE

Au début de son exploitation, différentes théories ont été émises pour expliquer l'origine du pétrole. La question n'est pas sans intérêt puisque ces théories permettent d'estimer les quantités formées et leur temps de renouvellement. L'une d'elles supposait une origine complètement minérale à partir de méthane présent lors de la formation de la Terre et conservé dans le manteau terrestre. Une des versions de cette théorie était assez optimiste sur les quantités formées. La théorie organique, qui s'est imposée, exclut tout renouvellement naturel sur des échelles de temps inférieures au million d'années. Elle arrive à expliquer les observations de terrain et à prédire l'existence de gisements.

Les dépôts sédimentaires pétrolifères - mélange de débris de l'érosion et d'un peu de matière organique - se sont formés à plusieurs périodes des temps géologiques entre 1000 et 10 millions d'années^[4]. Par recouvrement continu ils se sont enfoncés, soumis à des pressions P et des températures T de plus en plus élevées. La matière organique est décomposée par des microorganismes. Si le dépôt est suffisamment isolé de l'atmosphère une petite partie est dégradée par des bactéries anaérobiques en une substance hydrocarbonée, le kérogène. Avec l'enfouissement le dépôt est compacté en roche sédimentaire puis progressivement métamorphosé en roche-mère (en dessous d'un km de profondeur). A ce moment le kérogène subit un craquage thermique. Les produits de la réaction dépendent beaucoup de la température et de la durée du craquage. Plus la roche-mère est enfouie profondément sur un temps long, plus les molécules produites sont légères, c'est à dire avec une chaîne carbonée plus courte (jusqu'au méthane, CH₄, pour les roches au-delà de 4 km de profondeur). Malgré la faible perméabilité de la roche mère, le pétrole finit par être expulsé, du moins sa fraction la moins dense. En déplaçant par flottaison l'eau présente, il migre à travers des roches fracturées ou poreuses jusqu'à la surface ou jusqu'à être bloqué par une roche imperméable. La roche poreuse forme alors un réservoir pour le pétrole. Un champ correspond à cette roche ou à un ensemble de roches-réservoirs proches plus ou moins en communication. La roche-réservoir contient très souvent d'autres fluides comme de l'eau située en dessous du fait de sa densité et formant un aquifère. Les éventuels gaz tendent à s'accumuler sur le sommet du réservoir formant une calotte. Le pétrole de la roche-mère a donné lieu à un ou plusieurs champs. Des dépôts de matières organiques aux roches-réservoirs les pertes sont énormes, peut-être 999 pour 1000. Seule l'accumulation sur des temps géologiques a permis cette abondance de pétrole.

Sciences et techniques géologiques ont énormément progressé au cours du 20^e siècle pour guider la prospection pétrolière. Les bassins sédimentaires (comme ceux d'Aquitaine et de Paris en France) sont répertoriés et caractérisés. Presque tous les bassins sédimentaires du monde sont maintenant répertoriés (1000 environ). En fin de compte peu ont été prolifiques (sans doute moins de 100). Le plus important est celui du golfe Persique. Les bassins non explorés deviennent de plus en plus rares : quelques bassins sous-marins sur le talus continental à plus de 500 m de profondeur (mais les plus prolifiques, golfe de Guinée, golfe du Mexique, Brésil..., sont déjà bien explorés^[4]) et des bassins des zones polaires où les conditions en surface rendent difficiles les forages. Le passé géologique d'un bassin sédimentaire est reconstitué à partir de données de terrain (forages stratigraphiques) et de modèles pour vérifier si toutes les étapes de formation et de migration du pétrole ont pu avoir lieu et identifier le ou les systèmes pétroliers (traits géologiques caractérisant un ensemble roche mère/champ).

Des techniques de détection des différentes roches et de leurs caractéristiques sont opérées depuis la surface (comme l'imagerie sismique par réflexion d'ondes acoustiques). Il n'en reste pas moins que seul un forage exploratoire permet de renseigner sur

l'existence et l'abondance d'hydrocarbures. Sur les tiges près du trépan sont placés des capteurs pour détecter la présence et la nature des fluides près du forage. Les probabilités de trouver un nouveau champ sont de l'ordre de 1/4 à 1/10, le taux de succès augmentant avec la connaissance du bassin. Les carottes prélevées lors des forages sont étudiées en laboratoire. Elles permettent d'estimer la quantité de pétrole initialement en place d'un champ (PIP) en extrapolant les caractéristiques des prélèvements à l'ensemble de la roche-réservoir dont l'étendue est révélée par les études de surface. La valeur du PIP reste assez approximative. La quantité récupérable Q_{champ} ne représente qu'une fraction du PIP. Elle est estimée au moment de la découverte, par des essais de production sur les puits d'exploration, avec une incertitude encore plus grande que pour le PIP.

Q_{champ} est finie et le nombre de champs est limité. Les réserves d'une région $Q_{\text{région}}$, quelque soit sa taille, sont donc amenées à se raréfier. Depuis le milieu des années 80, les quantités de pétrole extraites $P(a)$ sont supérieures aux quantités découvertes $D(a)$, ne permettant plus le remplacement à long terme (figure-3). Les techniques de prospection maintiennent un taux de découverte de nouveaux champs élevés mais leur taille est de plus en plus faible ; depuis 20 ans Q_{champ} représente rarement plus de 1 Gb. A cause des coûts fixes, l'exploitation des champs de faible taille est beaucoup moins intéressante. En 10 ans un seul champ de plus de 5 Gb, ou supergéant, a été trouvé : Kashagan (10 Gb) découvert en 1999 en mer Caspienne. Tous les autres champs supergéants encore en production ont été découverts avant 1977^[2,3] (leur taille exceptionnelle explique les fluctuations de la courbe $D(a)$ malgré son lissage).

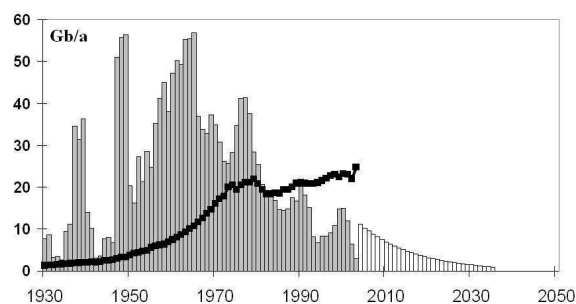


Figure-3 : quantité mondiale de pétrole brut découverte sur un an (barres verticales) et extraite (carrés pleins noirs), en Gb/a. Les liquides de GN et le brut des champs sous marins en eaux profondes (>500 m) sont exclus. $D(a)$ a été lissé sur une fenêtre de 3 ans. Le profil après 2003 représente une extrapolation suivant un modèle d'ASPO. Source : ASPOnews n°51, mars 2005.

Cette tendance est confirmée aussi par l'IFP. A la différence de la figure-3 l'IFP^[2] inclut dans $D(a)$ les réserves de pétrole brut découvertes en eaux profondes (>500 m) et celles d'hydrocarbures liquides contenus dans les champs de GN. Ces réserves, surtout les premières, ont pris une part importante depuis moins de 10 ans : sur les 62 Gb découverts entre 1998 et 2003 plus du tiers proviennent de la prospection en eaux profondes. Avec ces contributions sur les cinq dernières années $D(a)$ est de 12,5 Gb/a. De plus sur les 62 Gb de découvertes seulement 24 Gb correspondent à des champs géants. Les plus grands champs en eaux profondes ne dépassent pas 3 Gb de réserve.

Les dépôts de bitumes de l'Alberta et de l'Orénoque correspondent à des pétroles arrivés trop près de la surface et dont les parties légères ont été dégradées par action chimique ou bactérienne. Ils sont connus depuis longtemps, avant le 20^e siècle, et font l'objet régulièrement de tentatives d'exploitation^[1]. Leur potentiel semble important (1700 Gb et 1200 Gb d'hydrocarbure en place respectivement). Un autre type de gisements connus aussi depuis longtemps, dit de schistes bitumeux, contient en réalité des dépôts de kérogène non transformé de H/C élevé (1,8) dans une roche sédimentaire. Les EUd'A

possèdent plus des trois quarts des gisements connus dans le monde. L'ensemble de ces dépôts pourrait donner, sans perte, environ 2500 Gb d'hydrocarbures liquides.

LIMITE HYDRODYNAMIQUE DE PRODUCTION D'UN CHAMP

Un champ est exploité par des puits (de un à plus dix mille suivant la taille du champ mais aussi ses caractéristiques et le niveau d'investissement). Quelque soit le champ et les moyens mis en œuvre seule une fraction du PIP du champ est récupérable. Il faut compter avec le drainage d'un liquide d'une roche poreuse ou fissurée de taille de vides de l'ordre ou inférieure au mm. Ce phénomène est bien compris depuis les premières mesures dans le sable de l'ingénieur fontainier H. Darcy au milieu de 19^e siècle. La taille des canaux dans la roche sont tellement faibles que les écoulements y sont en général laminaires et dominés par la viscosité. La vitesse des fluides est proportionnelle au gradient de pression le long du canal. A l'échelle du puits les fluides de la roche-réservoir s'écoulent vers le forage avec le débit volumique $D^{[5]}$:

$$D = L\kappa/\eta(P_{res} - P_{puits})$$

L est un paramètre géométrique homogène à une longueur et proportionnel à la longueur du forage traversant la roche ;

κ est la perméabilité moyenne de la roche. Elle est homogène à une longueur au carré et se mesure en Darcie, 1 D = 1 (μm)². La longueur dépend de la taille des canaux mais aussi de leur tortuosité ;

η est la viscosité dynamique effective des fluides dans la roche en Pa.s ;

P_{res} est la pression des fluides dans la roche suffisamment loin du puits;

P_{puits} est la pression dans le puits au niveau de la roche.

La longueur L est de l'ordre de plusieurs mètres pour un puits vertical. κ varie entre 10 D et 10 mD, η , entre 0,1 mPa.s (très proche de celle de l'eau *in situ*) et 2000 Pa.s (bitumes d'Alberta). η dépend de la composition et de la température des fluides (il est donc lié à la profondeur de la roche). La pression initiale des fluides croît avec la profondeur du gisement en raison d'un bar tous les 10 m (pression hydrostatique). Il existe des cas où la progression est plus élevée et la pression se rapproche de la pression lithostatique (2 bars tous les 10 m). La plupart des gisements exploités sont à moins de 6000 m de la surface du sol. Le record est détenu par le forage sous-marin Thunderhorse dans le golfe du Mexique avec 8000 m de profondeur dont plus de 6000 m de roche. Il est en cours de développement, retardé par les conditions extrêmes (1200 bars et 135°C, à la limite des techniques) et le passage de cyclones.

Au début de l'exploitation, la différence de pression est souvent suffisante pour faire débiter le pétrole naturellement (puits éruptifs). Il faut même modérer le débit en augmentant P_{puits} . Avec la déplétion de la roche P_{res} diminue. L'intensité de la baisse est d'autant plus faible que le volume des fluides présents dans la roche est élevée, en particulier l'eau. Mais elle peut être accélérée si le débit des puits est trop important, à même volume récupéré. Cet effet résulte des lois de la thermodynamique. L'énergie motrice du drainage, ou énergie utile, est l'énergie de compression des fluides. Son taux de dissipation résulte des frottements visqueux des fluides. D'après la loi de Darcy, l'expression du taux s'écrit :

$$D^2\eta/(\kappa L)$$

La récupération de pétrole s'accompagne d'une perte irréversible de l'énergie utile servant à augmenter l'entropie du système en accord avec le 2^e principe de la thermodynamique. Si le débit est doublé, les pertes sont quadruplées et l'énergie motrice s'épuise quatre fois plus vite. Au total la moitié du pétrole qui aurait dû être récupéré sans changer le débit reste dans la roche (toute chose étant égale par ailleurs).

Pour augmenter alors le débit, ou sur des gisements de caractéristiques difficiles, les ingénieurs ont joué sur tous les paramètres de la loi de Darcy :

- ils augmentent L en creusant des puits de plus en plus rapprochés. Ils ont mis au point des puits avec un, voire plusieurs, déports horizontaux dans la roche-réservoir, augmentant L à des coûts plus faibles qu'avec des forages verticaux ;
- ils améliorent κ en procédant à des fracturations de la roche ou en injectant des acides pour la dissoudre (cas des carbonates) ;
- ils installent des pompes dans les puits pour diminuer P_{puits} ;
- ils augmentent ou maintiennent $P_{\text{rés}}$ en injectant de l'eau dans l'aquifère ou des gaz au sommet du réservoir pour agir comme un piston ;
- ils injectent des gaz miscibles avec le pétrole, CH_4 , CO_2 ..., pour réduire encore sa viscosité et sa densité ou modifier sa mouillabilité. Ils chauffent aussi le pétrole et le rendent plus fluide par injection de vapeur ou en procédant à une combustion *in situ* des parties bitumeuses.

L'ensemble des deux derniers points constituent les méthodes de récupération assistée, ou secondaire, et de récupération améliorée, ou tertiaire. La plus ancienne^[1] et la plus utilisée est l'injection d'eau sous pression dans l'aquifère. Le principe est de suppléer à la baisse de l'énergie naturelle de drainage. Cependant l'entraînement du pétrole par l'eau dans les pores est limité par les différences de viscosité et la tension de surface entre les deux fluides. En outre l'eau s'écoule vers le puits par les zones de la roche de faible κ , contournant des parties encore riches en pétrole. Ces pertes sont d'autant plus importantes que les taux d'injection sont trop élevés. Pour augmenter l'entraînement en réduisant les contrastes de viscosité ou de tension de surface, des polymères ou des agents tension actifs sont ajoutés à l'eau. Leurs effets sont limités par la lenteur de leur diffusion^[6]. Les méthodes de récupération tertiaire - autres que l'injection d'eau et de gaz non miscibles - permettraient de récupérer de l'ordre de 0,7 Gb/a, principalement par injection de vapeur. Ces méthodes ont des coûts plus élevés que l'injection d'eau (voir plus loin).

La période de pétrole bon marché après 1985, a incité les compagnies à surproduire les champs pour maintenir un retour sur investissement important. Elles sont d'autant plus obligées de le faire que les nouveaux gisements (en eaux profondes...) et les techniques les plus récentes de récupération nécessitent un plus grand investissement. Ces techniques, (puits horizontaux, méthodes de récupération assistée), ont justement permis de produire plus en améliorant les paramètres de la loi de Darcy. Mais augmenter le débit présente le risque d'annuler les gains et de laisser inchangé le taux de récupération TR. TR est très difficile à estimer. Il nécessite de bien connaître PIP et Q_{champ} . Or, il restera toujours une part d'incertitude sur PIP. Observer une amélioration de Q_{champ} sur le profil de production est encore plus délicat. Une étude soignée montre que dans beaucoup de situations, les nouvelles techniques ont augmenté la production dans un premier temps, puis provoqué un déclin (ou décroissance de la production) sévère dans un second temps. L'amélioration sur Q_{champ} est en général faible, sauf pour les procédés d'injection de vapeur.

PRÉVISION DU MAXIMUM DE PRODUCTION

Deux types de modèles sont utilisés par les membres d'ASPO pour prévoir le profil de production mondiale de pétrole et son maximum :

- un modèle sur le long terme de déplétion des réserves, proche de celui de M. K. Hubbert, avec un important travail pour estimer $Q_{\text{région}}$ pour chaque pays producteur ;
- un modèle à court terme examinant l'équilibre entre les prévisions d'offre et de demande année par année.

Le premier modèle extrapole la production soit globalement, soit pays par pays, en la contraignant à Q_{monde} . Pour le pétrole brut, Q_{monde} est estimé à moins de 2000 Gb avec plus de 970 Gb déjà consommés fin 2004 (la partie la plus facile). Si on en croit le pic de Hubbert, le maximum est atteint. Pour les autres contributions Q_{monde} est estimé, avec une plus grande incertitude, à 400 Gb, en se limitant aux liquides de GN et bitumes, ou 1000 Gb, en englobant tous les hydrocarbures liquides. Des hypothèses sur le taux de croissance de leur production avant maximum sont également nécessaires. Il est faible et restera faible dans les dix ans à venir, en raison des coûts (voir plus loin), influençant donc faiblement la date du maximum. Ces contributions pourraient atténuer le déclin. Les dates du maximum d'après ASPO varient entre 2005 (i.e. maintenant) et 2015.

Le 2^e modèle n'utilise pas de valeurs de réserves. Il repose sur un recensement très précis des futures capacités - ou maximum attendu - de production de champs jusqu'à 2010 inclus (du moins celles supérieures à 50 Mb/j représentant entre 70 et 50% du total des capacités et nécessitant un délai de planification et de réalisation supérieur à six ans). Ces capacités doivent compenser la future croissance de la demande - 1,5% par an d'après l'AIE - et le déclin constaté sur beaucoup de champs en production. Ce déclin conduit à un déclin global avant ajout de nouvelles capacités, qui reste très difficile à quantifier (entre 2 et 10% suivant les sources et il semble croître). Les petites capacités (ajout de l'ordre de 2 Mb/j en 2004) seront limitées en raison de leur coût relatif élevé. Cette analyse conclut à la difficulté de maintenir un équilibre au delà de 2010.

Indépendamment d'ASPO, des organismes publics (USDOE...) ou privés ont développés des modèles similaires. Leurs conclusions sont plus optimistes avec un maximum se produisant vers 2030 à plus ou moins 10 ans, suivant les modèles. Mais leurs paramètres d'entrée - $D(a)$, taux de déclin... - sont trop en décalage avec les données et les tendances actuelles pour donner des prévisions fiables.

SITUATION DE PAYS PRODUCTEURS

Le déclin de la production de pétrole brut prévu par ASPO est devenu une réalité dans de nombreux pays, ainsi que le montre les informations fournies par des organismes officielles ou par des agences de presse et des sociétés d'information boursières.

D'après les données de production de BP review 2005 17 pays parmi les 50 plus grands producteurs sont manifestement en déclin en 2004. En 1990 seuls les Etats-Unis et la Roumanie étaient en déclin. La compagnie étasunienne Chevron affirme que ce nombre est de 33 (<http://www.willyoujoinus.com/issues/>). Beaucoup comme les pays de la Mer du Nord ont eu leur pic de production vers 2000. La production de pétrole du Royaume-Uni a chuté de plus de 10% durant 2004 et 2005, après un déclin de 8,5% en 2003 et 1,5% en 2002 (données sur <http://www.og.dti.gov.uk/information/statistics.htm>).

Parmi les autres pays hors OPEP certains n'ont pas une situation claire :

- la production russe est constante depuis septembre 2004 avec 9,35 Mb/j ou 3,4 Gb/a (dépêche Reuters du 1^{er} juin 2005). La Russie est le 2^e producteur et 2^e exportateur juste derrière l'Arabie Saoudite. Le président de l'union des producteurs russes de pétrole et de gaz avertit de la perte rapide de la capacité d'exporter si aucun programme de recherche géologique n'est entrepris (Mos News, 16 mars 2005).
- la compagnie d'état mexicaine PEMEX prévoit un déclin de plus de 30% en 3 ans de son champ supergéant Cantarell, 2^e champ producteur au monde avec 0,78 Gb/a en 2004. La production mexicaine a été de 1,25 Gb/a en 2004 ;
- les productions des plus grands champs chinois sont entrées en déclin. La production chinoise 1,25 Gb/a sera en déclin avant 2010. Les autorités chinoises, face à la forte demande d'énergie et aux limites de leurs ressources, prévoient une croissance des importations de pétrole (X. Pang, *et al*, *The challenge...*, IV Int. Workshop on oil&gas depletion, 19-20 mai 2005, Lisbonne) ;
- le ministre indien du pétrole annonce le déclin prochain de la production de son pays, 0,3 Gb/a (dépêche de BBCnews du 28 nov. 2005).

Les pays de l'OPEP ne sont pas en meilleure situation : début 2005 ils avertissent qu'ils sont proches de leur maximum de capacités (article du Financial Times du 16 fév. 2005 par J. Blas et K. Morrison).

- la production du Venezuela est passée de 3 Mb/j en moyenne sur 2004 à 2,6 Mb/j au début de l'année 2006 (dépêche Bloomberg du 3 mars 2006). La compagnie nationale tente de limiter ce déclin en forant de nouveaux puits. Cet effort a été en partie perturbé par les tensions politiques que connaît le pays avec les EUd'A ;
- le président de la compagnie nationale du Koweït reconnaît que Burgan, 3^e champ producteur au monde est épuisé et doit se limiter à 0,62 Gb/a au lieu de 0,72 Gb/a espéré (dépêche Bloomberg du 9 novembre 2005). Le Koweït a produit 0,88 Gb/a en 2004 ;
- l'Iran développe ses plus petits champs pour compenser le déclin des autres, déclin qui représente environ 8% de sa capacité totale d'après son ministre du pétrole (dépêche Reuters du 5 juillet 2005).

COÛT DE PRODUCTION DU PÉTROLE

Si les gisements de pétrole brut présentent un déclin ils restent les gisements de "pétrole non conventionnel", bien connus, mais de production difficile. L'investissement peut y suppléer. D'ailleurs les projets abondent. 28 G\$ vont être investis au Qatar sur un projet de GTL pour obtenir 0,30 Gb/a à partir de 2011 (en 2004 la production mondiale a été de 0,02 Gb/a). 48 G\$ sont prévus pour augmenter la production de pétrole brut et de bitume des gisements d'Alberta de 0,37 en 2004 à 0,75 Gb/a en 2015^[7]. Le coût de certains projets, par baril, serait de 14 \$. Avec un prix du baril à plus de 60 \$, le bilan financier est positif.

Il y a cependant un bilan plus fondamental que le bilan financier et que ce dernier reflète plus ou moins bien : le bilan net d'énergie. Ce bilan n'est qu'une application des deux principes de la thermodynamique à la chaîne d'extraction et de transformation de toute énergie primaire en énergie finale (énergie directement utilisable). Le long de cette chaîne, des énergies propres ou externes sont dissipées et donc perdues pour l'utilisateur final. Ces pertes se comparent au contenu énergétique de la ressource. Elles s'expriment sous forme d'un bilan comptable avec un vocabulaire proche (coûts d'investissement, d'exploitation, de maintenance, retour sur investissement, etc.) mais où le Joule remplace l'euro ou le dollar. Etablir le bilan net d'énergie, ou la part des dépenses par rapport au

contenu, est délicat mais plus que le bilan financier, le bilan d'énergie indique la viabilité d'un projet sur le long terme : s'il faut dépenser l'équivalent d'un baril de pétrole pour en produire, raffiner un, il vaut mieux arrêter et dépenser directement le baril équivalent. D'autre part en cas de pénurie de la ressource jusqu'alors abondante, l'échelle financière se trouve complètement bouleversée, pas celle énergétique. Le bilan énergétique rend beaucoup mieux compte des progrès réalisés en terme d'efficacité. Dans ce qui suit est étudié le rendement énergétique de production des "pétroles non conventionnels", en exprimant les dépenses comme pourcentage du contenu. Le bilan sur un gisement est obtenu en connaissant les quantités totales extraites et leur PC (non fait ici).

Le moins cher à produire des pétroles est le pétrole "léger" et peu soufré issu d'un puits éruptif d'un champ supergéant. Il coûte de 6 à 7% de son contenu dont 4 à 5% pour le raffinage. Ainsi plus de 90 % du contenu est utilisé en énergie finale. Une production qui nécessite des dépenses supérieures imposera soit de produire plus soit de réduire la consommation d'énergie finale. L'exploitation des champs de brut plus récents est déjà plus coûteuse (gisements profonds et/ou sous-marins, ou avec de mauvaises caractéristiques du réservoir). La désulfuration et l'hydrogénation supplémentaires augmentent les coûts du raffinage (de l'ordre de 2% en moyenne). L'exploitation des liquides de GN dépend de celle des champs de GN. Or, celle-ci devient de plus en plus chère du fait du transport d'une matière à faible PC volumique (35 MJ/m³ environ aux conditions ambiantes de T et P) et de l'éloignement des nouveaux champs exploités. Le transport du GN par liquéfaction à basse température (-162°C) est le plus rentable sur longue distance (plus de 1000 km). Le seul procédé de liquéfaction nécessite en exploitation 12% du contenu énergétique.

En Orénoque, le pompage du bitume et son traitement avant envoi dans une raffinerie, coûtent environ 10% du PC. 6% du PIP est récupéré^[6]. En Alberta, le bitume est sous forme de goudron collé aux grains de sable. Celui situé près de la surface est extrait par pelleteuses, séparé du sable par la vapeur et enfin traité avant envoi en raffinerie. Le coût d'exploitation avant raffinage est de l'ordre de 20%. Moins de 35 Gb de bitume seront extraits par mines. Le reste pourra être récupéré par injection de vapeur *in situ*, pour des coûts plus élevés (de l'ordre de 35% avant raffinage). La consommation de GN pour ces opérations est telle qu'elle pose des problèmes d'approvisionnement au Canada (déjà 5% de toute sa production de GN en 2004).

Les autres hydrocarbures liquides sont encore plus coûteux à produire :

- le procédé le plus prometteur de transformation des dépôts de kérogène, et encore au stade de développement, consiste à craquer le kérogène par chauffage électrique *in situ*. Le seul coût en électricité primaire est de plus de 50% du contenu récupéré ;
- le coût est sensiblement identique pour les CTL, GTL et BTL via une gazéification et une synthèse Fischer-Tropsch.
- la production d'éthanol à partir de maïs aux Etats Unis (0,1 Gb/a) nécessite des dépenses en énergie primaire (pétrole, GN, charbon, nucléaire) à peu près égales au contenu de l'éthanol extrait. La production à partir de canne à sucre au Brésil - 0,1 Gb/a - est sans doute moins chère.

CONCLUSION CONCERNANT LA PRODUCTION DE PÉTROLE

Le but de cet article a été de comprendre les mécanismes qui contrôlent la production de pétrole ou plus exactement des hydrocarbures liquides. Il est motivé par le débat qui agite le milieu pétrolier sur l'approche d'un maximum de production. Ce débat oppose

principalement des économistes, pour qui la production est contrôlée *in fine* par les lois du marché et la capacité de celui-ci à fournir l'investissement nécessaire, "les détails techniques" pouvant être résolus avec cet investissement, et des géologues et analystes pétroliers pour qui au contraire ces détails comptent. Ces derniers reposent sur des notions importantes de géologie, de physique et de chimie. Ils sont nombreux et intrinsèquement complexes mais tous sont susceptibles d'influencer la production future. Les principaux constats auxquels arrive cet article sur le pétrole sont :

- le pétrole s'est formé à partir de débris organiques dans des bassins sédimentaires sur des temps supérieurs au million d'années. Il s'est concentré dans des roches poreuses en quantité finie. Presque tous les bassins sédimentaires sont exploités. Moins de cent sur mille ont été prolifiques. Les quelques dizaines non explorés sont situés dans des environnements difficiles pour les forages, principalement en Arctique. Il n'est pas envisagé de les prospecter et encore moins de les exploiter avant 10 ans ;

- les nouveaux gisements découverts dans les bassins explorés sont de plus en plus petits donnant une quantité de pétrole récupérable n'assurant plus le renouvellement de la production depuis 1985 (13 Gb/a contre 28 Gb/a en 2003). La production reste assurée par la mise en exploitation de gisements découverts plus tôt ainsi que la longévité d'une quinzaine de champs supergéants (assurant 20% de la production). Cependant la part de gisements en réserve diminue chaque année et les champs supergéants vont entrer ou sont en déclin. Depuis 25 ans, un seul de ces champs a été découvert ;

- la production d'un champ et le taux de récupération du pétrole qu'il contient dépendent de la loi d'écoulement d'un fluide en milieu poreux. Un critère important pour améliorer la récupération est la limitation du débit en fonction de la taille du champ. Les investissements de plus en plus élevés et les prix bas du pétrole après 1985 ont poussé à surproduire, réduisant, voire annulant, les gains réalisés en améliorant les autres critères de récupération. Les techniques récentes de récupération assistée auraient surtout visé à augmenter le débit. La conséquence est le risque d'un déclin très fort (plus de 10% par an) effectivement observé sur des champs de la Mer du Nord ;

- chaque année des pays producteurs voient leur production passer par un maximum. 2 en 1990 ils sont au moins 17 en 2004 sur les 50 plus importants. La Chine, le Mexique, la Russie... vont probablement rejoindre cette liste avant 2010. Les pays de l'OPEP, en particulier ceux du golfe Persique, sont aussi en difficulté : principaux champs âgés ou en déclin, suspicion de réserves surévaluées... ;

- la qualité du pétrole brut se dégrade d'année en année (plus dense, plus soufré). La production est de plus en plus assurée par d'autres hydrocarbures liquides : ceux extraits des champs de GN et ceux obtenus à partir de pétrole bitumeux (plus de 10% de la production totale en 2004). Ces productions ont leurs propres limites qui rendent leur croissance faible. En particulier le bilan net d'énergie se dégrade, même si positif.

Les membres d'ASPO, par différentes approches, prévoient un maximum de production des hydrocarbures liquides vers 2010 avec une incertitude de 5 ans. Les événements actuels sont en cohérence avec ces prévisions. Les économistes et leurs prospectives n'ont pas su les anticiper. Les arguments qui se veulent optimistes sont trop imprécis et reposent trop sur la foi pour être acceptables. Les conclusions d'ASPO ont rencontré l'opposition des économistes, non pas tant sur les détails techniques, que sur les conséquences qu'elles impliquent. Le déclin de production et la figure-2 impliquent une décroissance du PIB, surtout s'il commence dans un délai trop rapproché pour s'y préparer. Aux EUd'A M. K. Hubbert a rencontré avant 1970 le même genre d'opposition. Le maximum de production a pourtant eu lieu. La similitude des situations n'est pas

rassurante. Il n'y a cette fois pas la possibilité d'importer du pétrole d'autres régions du monde. Fondamentalement, la production de pétrole atteint une limite déjà soulignée par M. K. Hubbert en 1956^[1] : une exploitation exponentielle d'une ressource finie comme le pétrole accélère incroyablement son épuisement. Les trois quarts du pétrole consommé par l'homme au cours de son histoire ont été produits ce dernier tiers de siècle. Le taux de croissance récent de la consommation de pétrole - plus de 3% par an en 2003 et 2004 - suppose un doublement de la production tous les 20 ans. Les craintes des années 1970 étaient justifiées. Le taux de croissance était alors de plus de 7% par an (figure-2), c'est-à-dire un doublement tous les 10 ans.

La survenue d'une crise pétrolière induite par le maximum de production est donc très probable avant 2015. Les prix s'élèveront de façon à arrêter la croissance de la demande faute d'offre. Les marchés sont soumis aux lois physiques de conservation de la matière. Dans un contexte de marge de production de plus en plus faible, les paramètres habituels influant sur le cours du baril (événements divers en particulier politiques affectant la production, récessions, spéculations...) voient leurs effets amplifiés. La courbe des prix sera encore plus fluctuante qu'auparavant pouvant amener à une crise et à une limitation de la demande avant le maximum naturel de la production.

Remerciements : l'auteur remercie l'AIE pour son autorisation à reproduire ses documents. Il remercie aussi les personnes qui ont bien voulu lire ce document et apporter quelques corrections et précisions, en particulier d'anciens cadres du groupe Total (J. Laherrère et P.-R. Bauquis).

Pour rester compréhensible et court l'article n'a abordé que les points importants. Pour de plus amples détails et justifications, le lecteur intéressé est renvoyé aux annexes disponibles sur le site <http://aspofrance.org/>, rubrique *documents*.

*Les références marquées d'un astérisque sont disponibles sur l'Internet.

¹ HUBBERT M. K. *Nuclear energy and the fossil fuels*. Amer. Petrol. Inst. Drilling & Production Practice. Proc. Spring Meeting, San Antonio, Texas, 7-25, 1956. (Version utilisée : publication n° 95, Shell development company, 40 p., juin 1956*).

² ALAZARD-TOUX N. *Les nouvelles découvertes de pétrole et de gaz*. panorama 2005, IFP, 2004*.

³ SIMMONS M. R., *Twilight in the desert*, New Jersey : Wiley, 2005. 422 p.

⁴ HUC A.-Y. *Le pétrole des profondeurs océaniques*. Pour la science, n°307, mai 2003. 45-52.

⁵ GUYON E., HULIN J.-P. ET PETIT L. *Hydrodynamique physique*. Paris : InterEd./Ed. CNRS, 1991, 506 p., *Écoulement dans les milieux poreux*, p. 375-384.

⁶ CUPCIC F. *Extra Heavy Oil and Bitumen*. II int. workshop on oil depletion, 26-27 mai 2003, IFP Rueil*.

⁷ BARBAJOSA A. *Shell, Exxon Tap Oil Sands, Gas as Reserves Dwindle*. Bloomberg, 18 fév. 2005*.