

ANNEXE 6

LES MODÈLES DE DÉPLÉTION DES RÉSERVES

Déplétion signifie épuisement progressif d'une ressource limitée du fait de son exploitation. Le mot ne doit pas être confondu avec déclin, diminution de la production après qu'elle est passée par un maximum. Le but premier des modèles est de prévoir la durée de production d'une ressource finie sur une région (que ce soit un bassin sédimentaire, un pays, le monde). Leur portée ne se limite pas uniquement aux ressources de pétrole mais à toutes celles de quantité finie sur notre Terre (énergétique, minérale...). Les échelles de temps peuvent seulement présenter des ordres de grandeur de différence. Les modèles s'attachent aussi à prévoir un profil de production au cours du temps $P(a)$ (a pour année). Cette information est souvent plus intéressante qu'une date dont la signification peut-être ambiguë (date de maximum ou date de fin de production ?).

Dans l'exploitation des données, et dans la discussion des modèles, est considérée la production obtenue en moyennant sur une année, c'est à dire en lissant toutes les fluctuations de durées plus courtes. Ces fluctuations rapides n'ont très souvent aucune signification pour prévoir le long terme et elles sont négligées par les modèles. Il peut s'agir d'arrêts dus à des travaux de maintenance normale sur un champ ou l'installation d'une infrastructure supplémentaire (ce qui peut prendre plus de temps comme pour le champ Brent de la mer du Nord en 1989, voir annexe 3 et la fig. 3-6). A l'échelle du monde ces effets sont faibles et temporaires.

6.1 Relations de déplétion

La production d'une région cesse quand toute la quantité ultime récupérable $Q_{\text{région}}$ est extraite. $Q_{\text{région}}$ représente par définition la production cumulée ΣP de tous les champs découverts et exploités de la région au cours de son histoire. $Q_{\text{région}}$ est aussi égal au cumul de toutes les réserves qui seront découvertes dans la région, ΣD . Des exemples de bassins épuisés montrent que cette grandeur a un sens. On peut aussi la justifier par un raisonnement mathématique : $Q_{\text{région}}$ représente la somme de la série des quantités découvertes annuellement sur la région, $D(a)$. Même si des réserves continuent à être découvertes chaque année, il suffit que $D(a)$ décroisse en moyenne plus vite que $1/a$ pour que la série soit convergente et que $Q_{\text{région}}$ soit finie (le calcul peut être mené aussi en passant du discret au continu et de la série à l'intégrale). La difficulté est de l'estimer bien avant l'épuisement total. En 1956 M. K. Hubbert avait estimé $Q_{\text{région}}$ pour les Etats-Unis, hors Alaska et golfe du Mexique, entre 150 et 200 Gb^[1]. Cette dernière valeur est encore celle retenue alors que la région est pratiquement épuisée, malgré tous les efforts et les investissements fournis^[2]. Une estimation passée est donc possible en se donnant moyens et rigueur.

La production d'une région se compose de celle de plusieurs gisements. $Q_{\text{région}}$ est la somme des quantités ultimes récupérables Q_{champ} , ou réserve initiale (voir annexe 5), des champs connus à l'année a et de ceux à découvrir. La difficulté d'estimer $Q_{\text{région}}$ est donc double : bien connaître Q_{champ} des champs déjà découverts et prévoir les quantités à découvrir. $D(a)$ représente la somme des Q_{champ} des champs découverts l'année a sur la région. Ces constatations se formalisent avec les variables et relations suivantes :

$$Q_{\text{région}} = \Sigma Q_{\text{champ}} = \Sigma P_a + R_a + FD_a = \Sigma P,$$

ΣP_a production cumulée jusqu'à la fin de l'année a :

$$\Sigma P_a = \Sigma P_{a-1} + P(a),$$

R_a les réserves restantes à la fin de l'année a des champs connus :

$$R_a = R_{a-1} - P(a) + D(a) = \Sigma D_a - \Sigma P_a,$$

FD_a les réserves restant à découvrir dans la région à la fin de l'année a :

$$FD_a = Q_{région} - \Sigma D_a,$$

ΣD_a étant les découvertes cumulées à la fin de l'année a. $R_a = \Sigma D_a - \Sigma P_a$.

Ces relations ne sont rien d'autres que l'expression des lois physiques de conservation de la matière, le pétrole ici, sur une région. Il est à remarquer que Q_{champ} ne représente qu'une fraction du pétrole en place pour des raisons à la fois d'ordre technique et fondamental (l'impératif d'un rendement d'énergie positif dans le cas d'une ressource énergétique). De plus des gisements de trop petites tailles, de ressources trop dispersées, ou nécessitant trop d'énergie pour son exploitation et sa transformation, ne seront jamais considérés viables pour être inclus dans $Q_{région}$.

6.2 Outils pour estimer les réserves

La variable la mieux connue est $P(a)$ (et donc ΣP_a). Toutes les autres reposent sur des estimations de réserves et sont sujettes à une plus grande incertitude, quand ce n'est pas à des polémiques. Pourtant leur détermination est essentielle pour alimenter les modèles de déplétion et faire des prédictions. M. K. Hubbert est resté approximatif et prudent dans ce travail en prenant de larges barres d'erreur. Ces successeurs, C. Campbell, J. Laherrère..., ont passé plus de temps à collecter des données fiables et à développer des outils d'estimation.

Si on s'affranchit des calculs financiers (sous-estimation pour éviter de payer des taxes élevées ou pour montrer une croissance ultérieure des réserves, ou au contraire sur-estimation pour rassurer les prêteurs ou obtenir un plus grand quota de production), ce qui implique d'accéder aux valeurs réelles des compagnies exploitantes, les valeurs actuelles de Q_{champ} peuvent être assez fiables (voir annexe 5). Par le passé les premiers forages sur les champs géants découverts montraient une quantité largement suffisante pour que l'exploitation soit rentable. L'estimation n'était pas complétée et des valeurs inférieures étaient reportées. M. K. Hubbert était conscient de cela en utilisant des estimations géologiques, et non les chiffres de réserve prouvée, pour son modèle (voir fig. 6-1) Les incertitudes provenaient en particulier de l'existence de roches-réservoirs à différents niveaux. Les roches des niveaux inférieurs étaient exploitées en général en dernier et leur potentiel était très mal connu (cas encore de champs en Irak). Les découvertes de champs géants avec plusieurs roches réservoirs sont de plus en plus rares depuis vingt ans, tandis que les anciens champs sont maintenant mieux évalués avec la nécessité de remplacer les premiers réservoirs proches de leur épuisement (cas du champ Burgan, voir annexe 8). Avec la baisse de leur réserve les compagnies ont besoin de mieux connaître les champs nouvellement découverts. D'autre part la mise en place d'une méthode de récupération efficace entraîne une réévaluation de la valeur de Q_{champ} initial. L'injection de vapeur dans des champs de pétrole visqueux, comme ceux en Californie dans la vallée de San Joaquin à partir des années 60 (voir annexe 5), a permis de multiplier par 2 ou 3 la valeur de Q_{champ} fixée avant l'introduction de cette méthode. A part sur les gisements de bitume au Venezuela et au Canada l'application de cette méthode se réduit et les autres méthodes de récupération sont moins efficaces.

Q_{champ} et la date de découverte des champs permettent de construire la fonction $D(a)$. Pour avoir une courbe $D(a)$ la plus indépendante possible d'arrière-pensées financières, et indiquer les vraies tendances de découvertes, les réévaluations sur Q_{champ} doivent être reportées au moment de la découverte du champ. $D(a)$ présente souvent beaucoup de fluctuations par la dissymétrie de la distribution de la taille des gisements, un gisement ou champ supergéant pouvant dominer la production d'une région. Il est possible d'y remédier en utilisant des outils de lissage et/ou en travaillant avec ΣD_a qui réduit les fluctuations par addition. R_a se déduit de $D(a)$ et $P(a)$. L'extrapolation de $D(a)$, ou de ΣD_a , donne une estimation de FD_a et donc de $Q_{\text{région}}$. Outre les fluctuations dues à la taille des champs, le profil de $D(a)$ peut présenter des cycles en raison d'activités exploratoires intermittentes sur la région. Ces cycles sont dus à la mise au point de nouveaux outils de prospection plus performants, d'un manque temporaire d'investissements (récession, chute du prix du pétrole), ou des contraintes politiques. Pour s'affranchir de ces biais sur le vrai potentiel d'une région les ingénieurs pétroliers utilisent la courbe d'écrémage : ΣD_a est portée en fonction du nombre cumulé à l'année a des forages exploratoires. La courbe tend vers une saturation quand les découvertes s'amenuisent pour une même activité exploratoire. Cette courbe doit être complétée d'une étude géologique dans le cas de régions importantes. Elles peuvent posséder par exemple des bassins sédimentaires d'accès et d'exploitation difficiles, et non prospectés pour cette raison, mais susceptibles de receler des hydrocarbures. Les progrès techniques (et/ou la pénurie de pétrole ailleurs) amènent à entreprendre une activité exploratoire sur cette partie de la région. En l'absence de ce biais l'asymptote de la courbe d'écrémage correspond à $Q_{\text{région}}$.

On peut éviter tout ce travail pour déterminer $Q_{\text{région}}$ en extrapolant directement $P(a)$, ou ΣP_a . L'expérience montre que cette méthode est source d'erreurs importantes^[2]. Ces erreurs se réduisent évidemment avec le temps et l'approche de la déplétion totale. Elle nécessite aussi une loi d'ajustement $P(a)$, de préférence la plus physique possible.

6.3 Modèles du profil de production

Les méthodes précédentes permettent d'estimer les valeurs de réserves utilisées dans les relations de déplétion. Mais un modèle, avec une courbe analytique ou numérique, reste nécessaire pour extrapoler $P(a)$.

6.3.1 Modèle R/P

Ce modèle suppose que la production va rester constante à P jusqu'à la fin de l'exploitation, et être nulle ensuite. $P(a)$ présente un profil carré. La réserve restante R diminue linéairement avec le temps pour être nulle en R/P années à partir de l'année a où est estimée R . Le modèle n'utilise donc que deux paramètres. Mais il repose sur deux hypothèses cruciales. La première est de disposer d'une valeur correcte de R . Rigoureusement il s'agit de R_a et FD_a . Malheureusement les grandeurs officielles ne sont pas fiables (comme déjà indiqué). Même en étant plus rigoureux sur R , la deuxième hypothèse n'est jamais réalisée sur une région : P n'est pas constant et présente la forme d'une courbe avec un ou plusieurs maxima. Du fait de ces deux biais, depuis 1970 R/P officiel (avec par exemple les données de BP review) ne décroît pas linéairement mais oscille entre 30 et 40 ans (voir fig.6-2).

Remarquons que R/P ne s'applique pas non plus pour prévoir la durée de vie d'un champ de pétrole. Ce modèle peut, par contre, bien décrire le profil de production d'une mine de charbon ou d'uranium, ou encore d'un champ de GN.

6.3.2 Modèle de la courbe en cloche ou de Hubbert

M. K. Hubbert a développé un modèle où les profils de production ont la forme d'une courbe en cloche. Il s'est appuyé sur l'observation de $P(a)$ pour de régions épuisées en pétrole. $P(a)$ présente souvent, en début d'exploitation, une croissance exponentielle avec un taux qui dépend des qualités des gisements et des moyens mis en œuvre, eux-mêmes liés à la demande. Cette phase est suivie d'un maximum puis d'une décroissance exponentielle jusqu'à 0 pour tenir compte des limites finies des réserves. Le modèle reste simpliste par rapport aux observations mais il est plus réaliste que le modèle R/P. Il introduit un paramètre supplémentaire lié au taux de croissance et qui donne le renflement de la courbe. La courbe est prise symétrique pour éviter d'introduire d'autres paramètres. Taux de croissance et décroissance loin du maximum sont donc identiques. Le taux est déterminé par ajustement du profil déjà connu. L'aire sous le profil complet correspond à $Q_{\text{région}}$. La date et l'amplitude du maximum, a_{max} et P_{max} , se déduisent de l'ajustement des données. Par symétrie de la courbe, le maximum correspond au moment où la production cumulée vaut la moitié de $Q_{\text{région}}$. Plus le taux sera grand, plus P_{max} sera élevé, mais plus le maximum aura lieu tôt de façon que l'aire sous la courbe reste égale à $Q_{\text{région}}$.

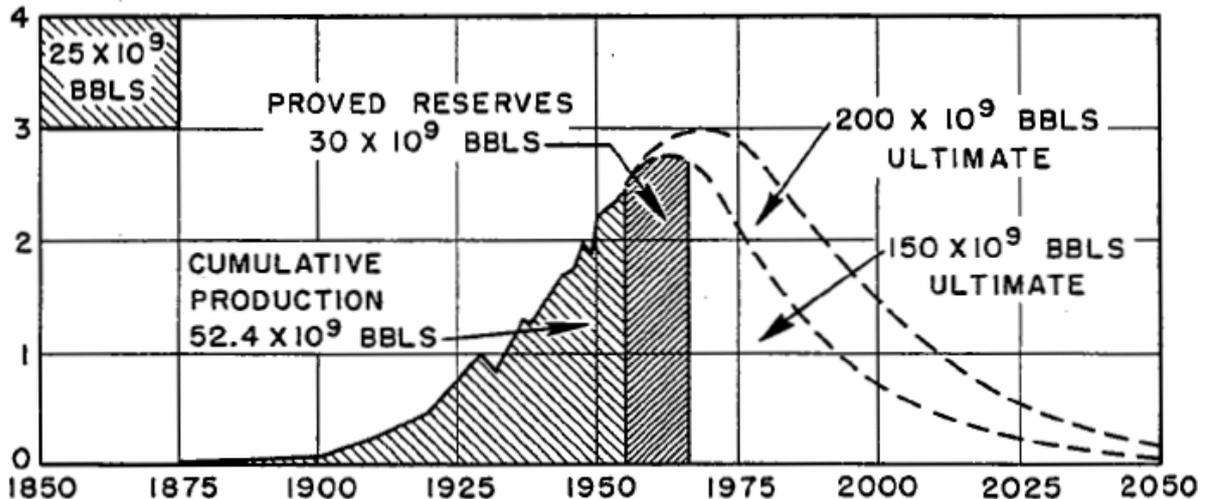


Figure 6-1 : profil de production des EUd'A en Gb/a de pétrole brut de 1850 à 2050 d'après les données de production et d'après le modèle de M. K. Hubbert (10^9 BBLs = 1 Gb)^[1]. Le maximum de production est prévu entre 1965 et 1970 en utilisant deux valeurs extrêmes de $Q_{\text{région}}$ (hors Alaska et Golfe du Mexique).

Dans son article de 1956, M. K. Hubbert ne donne pas de forme analytique pour $P(a)$, faisant les tracés probablement à la main sur un graphe. Par la suite il utilise la fonction logistique. La loi logistique a été utilisée pour modéliser la croissance d'une population $N(t)$ ^[3]. Elle vérifie l'équation : la dérivée de $N = dN/dt = \alpha N(1 - N/N_0)$. $1/N \cdot dN/dt$ représente le taux de croissance par tête, α étant le taux initial. Le taux diminue avec l'accroissement de la population à cause du terme, $-N/N_0$. N_0 est la population finale en fin de croissance. dN/dt présente un profil en forme de cloche. M. K. Hubbert a fait une analogie physique entre une population $N(t)$ et la production cumulée de pétrole ΣP_a . Le taux de croissance relatif de ΣP_a , $P/\Sigma P_a$, doit aussi diminuer au fur et à mesure de la production pour s'annuler quand ΣP_a atteint $Q_{\text{région}}$. $P(a)$ correspond à dN/dt . L'équation est alors :

$$P(a) = \alpha \Sigma P_a (1 - \Sigma P_a / Q_{\text{région}})$$

ΣP_a est pris comme la primitive de P par rapport au temps au temps de début de production. Bien que non linéaire elle se résout analytiquement (ce travail est laissé à la sagacité du lecteur). L'expression est donnée dans la référence^[2]. L'intégration de

l'équation différentielle introduit un paramètre supplémentaire la date du maximum, a_{\max} , déterminée en ajustant les données de production. La production au maximum vaut $P_{\max} = \alpha Q_{\text{région}}/4$. $P(a)$ présente loin du maximum une croissance initiale et une décroissance finale exponentielle avec le même taux α .

D'autres courbes en forme de cloche avec trois paramètres sont aussi possibles comme les fonctions de Gauss ou de Lorentz^[4]. Dans son livre K. S. Deffeyes utilise la fonction de Gauss pour ajuster la production mondiale. La justification physique semble moins évidente. Le théorème central limite sur la distribution de probabilité de variables aléatoires est souvent évoqué. Il revient à assimiler les profils de production à des distributions de probabilité de variables aléatoires de temps, avec a_{\max} le temps le plus probable. Le théorème établit que la somme de variables aléatoires indépendantes tend vers une variable de distribution gaussienne, quelque soit la distribution des variables de départ. Le théorème semble difficilement applicable au cas de la production de pétrole. Les temps auxquels démarrent la production des champs sont rarement indépendants. Les ajustements de données expérimentales semblent d'ailleurs moins bons. On peut noter aussi un autre fait : alors que la courbe de Gauss est mieux connue que la courbe logistique, M. K. Hubbert a préféré cette dernière.

Ces modèles ne peuvent prétendre décrire exactement la réalité, même si le profil présente un maximum net et symétrique. D'abord les extrémités des profils réels ne tendent pas aussi progressivement vers zéro. La production s'interrompt avant d'atteindre des niveaux trop faibles pour être rentable. La valeur de $Q_{\text{région}}$ doit être un peu plus élevée que la valeur réelle pour tenir compte de cet effet. D'autre part le maximum d'une courbe en cloche est souvent trop large par rapport à la réalité. La courbe gaussienne ajustant la production des EUd'A présente un maximum avec une valeur constante à 2% près s'étendant sur dix ans^[5]. La courbe réelle a présenté un maximum beaucoup plus étroit, moins de trois ans (p. 143^[4]).

Ces modèles de courbes en forme de cloche sont d'autant plus proches de la réalité que la région concernée possède beaucoup de gisements de taille proche, découverts et exploités avec des interruptions d'effets faibles. Ce fut le cas des EUd'A, ce qui explique la réussite du modèle de M. K. Hubbert. Son utilisation ailleurs est plus délicate.

6.3.3 Modèles plus élaborés

La production mondiale de pétrole brut a été marquée par de profondes irrégularités dans les années 70, dues pour une majeure partie à des événements d'ordre politique (guerres, embargos, changements de régimes...). La croissance globale de 7% par an observée en moyenne depuis le lendemain de la 2^e guerre mondiale a été interrompue. Après 1985, aux fluctuations près, elle a été en moyenne de 1,5% par an (voir figure 2 du document principal). Ce comportement est difficilement reproductible avec une seule courbe de type en forme de cloche, sauf à négliger les irrégularités. D'autre part les différentes contributions à la production du pétrole n'ont pas le même taux de croissance, du fait des caractéristiques des différents gisements et de leur mode d'exploitation. Tout ceci a amené à élaborer des modèles plus complexes pour prévoir plus finement le maximum de pétrole. A la suite sont décrits trois de ces modèles – sans doute les plus représentatifs – dont deux dus aux géologues fondateurs d'ASPO. Le dernier est l'œuvre de membres de l'Energy Information Administration (USEIA), le bureau statistique du ministère de l'énergie des EUd'A, et a été présenté en 2000. Ces modèles cherchent à prévoir la déplétion naturelle future des réserves. Ils ne tiennent pas compte en général des effets dus à des facteurs humains et/ou naturels – hors déclin naturel de la production – dans le futur (événements politiques affectant la production, crises économiques, spéculations, cyclo-

nes, tempêtes ou activités tectoniques dans les zones de production...). Il est très difficile qualitativement de prévoir ces événements et de modéliser leurs conséquences sur la production. On peut essayer de prévoir un effet moyen à partir de leur influence dans le passé (voir le paragraphe 6.5).

Les données utilisées par les modèles et leurs résultats sont présentés dans le paragraphe 6.4.

6.3.3.1 Le modèle de J. Laherrère (ASPO)

Dans sa dernière version^[6], il distingue trois contributions dans la production mondiale, chacune étant ajustée par une courbe logistique :

- une courbe pour modéliser le maximum secondaire vers 1975 résultant de la forte croissance avant 1973 et des crises ultérieures. Cela concerne une petite partie du pétrole brut ;
- Une autre courbe pour la production du reste du pétrole brut, décrivant la tendance générale depuis la fin du 19^e siècle ;
- la dernière pour la production de tous les autres hydrocarbures liquides (depuis les liquides de GN jusqu'aux biocarburants en passant par les gains de raffinage) avec un taux de croissance plus faible que sur les autres courbes.

6.3.3.2 Le modèle de l'USEIA^[7]

Ces membres de l'USEIA admettent l'existence de $Q_{\text{région}}$ et donc d'un maximum. Leur modèle extrapole la production mondiale de pétrole (en incluant les liquides de GN mais en excluant les bitumes). La courbe suit d'abord une croissance exponentielle. La croissance dure jusqu'à l'année a telle que $P(a)$ atteint 10% de R_a (et non $R_a + FD_a$), correspondant au moment du maximum, a_{max} . Ensuite la production décroît de façon que $P(a) = 10\% R_a$ (décroissance exponentielle quand FD_a devient négligeable). Ce modèle s'appuie sur les observations du déclin aux EUd'A. Le maximum présente une forme beaucoup plus étroite que dans les modèles précédents. Les paramètres variables du modèle sont le taux de croissance et Q_{monde} . Les différentes valeurs de ce dernier sont tirées d'un travail réalisé en 2000 par l'agence fédérale de géologie, l'USGS. Elle a estimé une probabilité moyenne, avec un intervalle de confiance, des quantités à découvrir entre 1995 et 2025 sur les anciens et les nouveaux gisements. Les membres de l'USEIA supposent que ces quantités sont les quantités totales à découvrir et les assimilent à FD_{1995} dont ils déduisent Q_{monde} . Les membres de l'USEIA essaient de tenir compte des facteurs autres que la déplétion naturelle (politiques, économiques, météorologiques...) à l'aide d'un 2^e modèle où le taux de croissance est progressivement réduit avant le maximum. Par rapport au modèle initial le maximum présente une forme aplatie avec une intensité plus faible et il a lieu plus tôt. Pour une croissance de 2% et pour $Q_{\text{monde}} = 3000 \text{ Gb}$, P_{max} est réduit de 15% et a_{max} est sept ans plus court.

6.3.3.3 Le modèle de C. Campbell (ASPO)

Ce modèle est le plus élaboré des trois pour pouvoir faire des prévisions plus fines. C. Campbell calcule le profil de production pour chaque pays, et en fait ensuite la somme pour obtenir celui pour le monde. En outre il distingue différentes catégories de pétrole suivant leur mode de production. Chaque catégorie est caractérisée par un taux de croissance (ou de décroissance) et une valeur de $Q_{\text{région}}$. Les différentes catégories sont :

- le pétrole brut dit régulier ;

- le pétrole brut des champs en eaux profondes (profondeur supérieure à 500 m) ;
- le pétrole brut des champs dans le cercle polaire ;
- les pétroles "lourds", "extra-lourds" et bitumes (densité supérieure à 0,952) ;
- les liquides de GN.

Les limites sont définies de manière parfois arbitraire (valeurs pour la densité du pétrole, profondeur d'eau, latitude géographique) mais séparent à peu près des modes de production assez différents. C. Campbell obtient la production mondiale par catégorie. La production de chaque pays s'extrapole de la production passée par un prolongement de la croissance jusqu'au maximum à l'année a_{max} où $P(a_{max}) = 10\% R_a$ ($R_a = Q_{région} - \Sigma P_a$). Le déclin est contraint à $P(a) = 10\% R_a$. Sans aucune concertation, semble-t-il, C. Campbell et l'USEIA ont pris un modèle très similaire. Mais celui de C. Campbell tient compte de beaucoup plus de facteurs et surtout les valeurs de réserves sont différentes. Du fait de ce plus grand nombre de paramètres il est lourd à calculer et des révisions sont fréquentes avec des conséquences sur la date du maximum. Mais sa distinction semble pertinente au vu des différences de profil de production de chacune des catégories.

6.4 Données de réserves et résultats de modèles

6.4.1 Le modèle R/P

Il souffre de la difficulté de bien connaître R. Le consensus est que la valeur officielle actuelle de 40 ans (donnée par exemple sur BP review) n'a aucun sens. Rigoureusement, il faudrait prendre $R = R_a + FD_a$, avec R_a et FD_a obtenus à l'aide des données de Q_{champ} datées au moment de la découverte de chaque champ suivant la méthode d'ASPO (avec report des révisions ultérieures), de manière à avoir une tendance future. Si P est constant, R/P doit décroître linéairement avec le temps. J. Laherrère a tracé R/P pour différentes régions avec $R = R_a$, à peu près égale à $R_a + FD_a$ étant donné la faiblesse des découvertes. R/P effectivement décroît en moyenne avec le temps (fig.6-2). Dans le cas des EUd'A, où les réserves sont proches de l'épuisement, la courbe tend vers une asymptote horizontale avec une valeur proche de 10 ans. Ce comportement correspond à une situation où P et R décroissent de manière identique. La production mondiale n'est pas encore dans cette situation. Ce comportement observé pour la France, le Royaume Uni et d'autres pays en déclin, donne une justification aux modèles de Campbell et de l'USEIA.

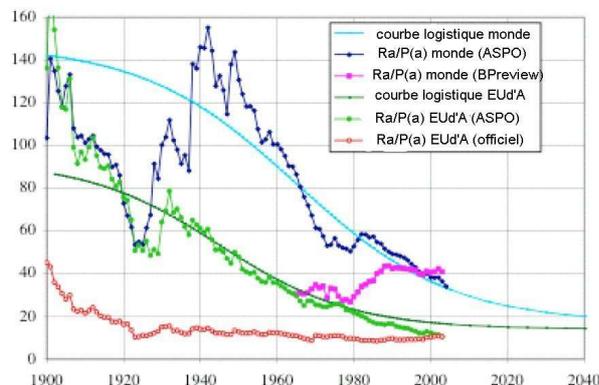


Figure 6-2 : $R_a/P(a)$ de 1900 à 2005 pour le monde et les EUd'A. Comparaison de R/P suivant données officielles des réserves et suivant données des découvertes réelles rétrodatées (ASPO). Ajustement logistique pour chacune des deux régions. Source : J. Laherrère.

6.4.2 Le modèle de la courbe en cloche

En 1956 M. K. Hubbert a proposé une extrapolation de la production mondiale de pétrole brut avec son modèle. Son estimation de Q_{monde} était de l'ordre de 1 250 Gb et il a calculé un taux de croissance initial d'environ 7%/a. Il a obtenu un maximum vers 2000 avec 12,5 Gb/a (incertitude d'environ 5 ans et 1 Gb/a). En 2000 la production de pétrole brut a été d'environ 24 Gb/a et elle est encore croissante en 2004 (bien que pour plus très longtemps). Sa prédiction n'est pas si mauvaise, prenant en compte la sous-estimation sur le potentiel du Golfe Persique et l'absence de toute donnée sur des régions comme la mer du Nord et l'Alaska. Par comparaison les prévisions données lors de la conférence mondiale de l'énergie en 1950 situaient la production de l'ensemble pétrole et GN à 323 Mtep ou 2,4 Gbep pour 2000^[8]. En 1971, à partir de données géologiques, il prend pour le pétrole (en incluant sans doute les liquides de GN mais en excluant les bitumes) deux estimations de Q_{monde} , 1350 Gb et 2100 Gb^[9]. Les courbes logistiques qu'il trace pour chaque Q_{monde} , toujours avec un taux de croissance de 7%/a environ, donnent $a_{\text{max}}=1992$ avec $P_{\text{max}}=24$ Gb/a et $a_{\text{max}}=2000$ avec $P_{\text{max}}=37$ Gb/a, respectivement. D'après les estimations actuelles la valeur de Q_{monde} est plus proche de 2100 Gb que de 1350 Gb. La principale raison pour laquelle la prévision de M. K. Hubbert se révèle inexacte provient des crises politiques qui sont survenues au Moyen-Orient durant les années 70, conduisant à une baisse de la consommation et de là à une chute du taux de croissance de la production (voir figure 2 document principal). Sans ces événements il est fort possible que le profil moyen de production ait décrit la courbe pour $Q_{\text{monde}} = 2100$ Gb. Les décisions de pays comme l'Arabie Saoudite de restreindre la production, outre les causes politiques, ont pu être aussi motivées par les craintes de surproduire leurs champs et de les voir bientôt décliner et donc, de manière indirecte, par l'approche du maximum naturel de production (voir annexe 8). En appliquant une des méthodes de M. K. Hubbert (détermination de Q_{monde} en ajustant $P(a)$ par la courbe logistique), K. S. Deffeyes déduit $Q_{\text{monde}} = 2000$ Gb pour le pétrole, et de là un maximum vers 2005 à environ 25 Gb/a [p. 157^[4]](le maximum vers 1975 est considéré comme une simple fluctuation et est négligé). K. S. Deffeyes ajuste aussi la production par une courbe gaussienne (qu'il préfère). Il en déduit une valeur de Q_{monde} de l'ordre de 2100 Gb et une date de maximum vers 2003[p. 146^[4]]. Il prédit un maximum de la production mondiale imminent ou même déjà atteint. Son terme de pétrole n'est pas défini de manière précise. S'agit-il de pétrole brut, comme le laisse penser les valeurs sur ses graphes, ou de pétrole incluant les liquides de GN ? La différence modifie de quelques années la date du maximum. Seul le maximum global de production, qui aura lieu après celui de pétrole brut, sera ressenti.

6.4.3 Le modèle de J. Laherrère

La production mondiale de tous les hydrocarbures liquides est décomposée en trois courbes logistiques :

- une courbe centrée en 1975 avec $Q_{\text{monde}} = 140$ Gb et un fort taux de croissance initial ou faible renflement (largeur à mi-hauteur d'environ 15 ans) ;
- une deuxième courbe avec $Q_{\text{monde}} = 1860$ Gb centrée vers 2010 et avec une largeur à mi-hauteur d'environ 60 ans ;
- une dernière courbe avec $Q_{\text{monde}} = 1000$ Gb centrée entre 2050 et 2055 et une largeur à mi-hauteur d'environ 85 ans. Q_{monde} comprend 250 Gb pour les liquides de GN, 500 Gb pour les bitumes, 250 Gb pour les gains de raffineries, CTL, GTL, BTL et biocarburants.

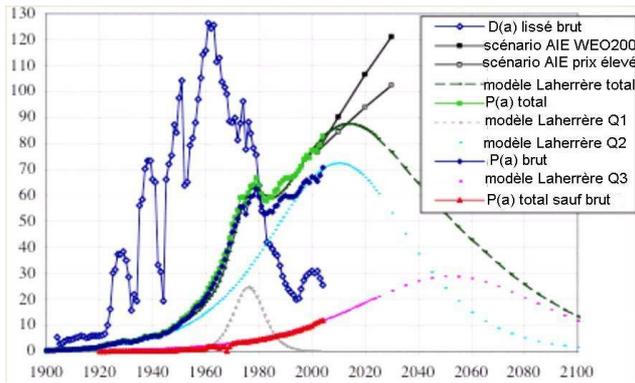


Figure 6-3 : courbe des découvertes des pétroles conventionnels $D(a)$ en Mb/j. Profils de production $P(a)$ en Mb/j de 1900 à 2100 d'après les données et des modèles. Les trois courbes logistiques du modèle de J. Laherrère et leur somme. Par comparaison deux scénarios de l'AIE obtenus par prolongement des tendances antérieures et en tenant compte d'un ralentissement dû aux prix élevés. Source^[6].

La courbe globale présente un maximum vers 2015 avec P_{\max} de 88 Mb/j ou 32 Gb/a.

6.4.4 Modèle de l'USEIA

D'après l'USGS, les quantités de pétrole à découvrir entre 1995 et 2025 sont en moyenne de 1670 Gb. Elles incluent la contribution des "croissances de réserves" en extrapolant au niveau du monde les tendances observées dans le passé aux EUd'A. La valeur déduite de Q_{monde} est de 3000 Gb. L'USGS définit aussi un intervalle de confiance donnant pour Q_{monde} une valeur basse de 2250 Gb et une valeur haute de 3900 Gb. L'USEIA examine l'influence de taux de croissance initiaux avec des valeurs prises entre 0 et 3%/a. En combinant les variations de ces deux paramètres, différents profils de $P(a)$ sont obtenus (figure 6-4). On constate que, à même Q_{monde} , plus le maximum est élevé, plus il a lieu tôt, comme dans les autres modèles.

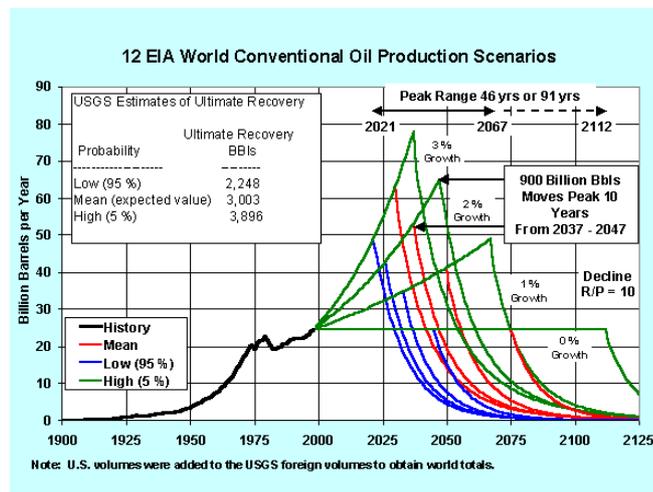


Figure 6-4 : profil de production mondiale en Gb/a du pétrole et de liquides de GN de 1900 à 2125 d'après les données de production et d'après le modèle de USEIA^[7]. Les maxima de production ont lieu entre 2021 et 2112, suivant les paramètres du modèle.

Cependant les prévisions de l'USGS ne correspondent pas aux données actuelles, même pour la valeur basse. En effet $Q_{\text{monde}} = 3000$ Gb correspond à des quantités découvertes entre 1995 et 2025, hors "croissances de réserves", de 32 Gb/a en moyenne alors qu'elles ont été entre 1998 et 2003 de seulement 12,5 Gb/a^[10]. La tendance est de plus à la décroissance avec une taille des gisements découverts de plus en plus petite. Les quantités de pétrole découvertes en 2005 ont été de moins de 5 Gb^[11]. Même la valeur basse, correspondant à une quantité découverte de 16,5 Gb/a en moyenne, est trop éle-

vée. Quant aux croissances de réserves observées aux EUd'A, elles résultent surtout de la sous-estimation dans le passé des réserves de champ officiellement reportées, elle-même due aux règles trop strictes imposées par la commission de contrôle boursière des EUd'A, the Security and Exchange Commission (SEC). A cela s'ajoute un biais probabilistique. Chaque réserve de champ est définie avec une certaine distribution de probabilités autour de la valeur moyenne Q_{champ} . Mais c'est une valeur inférieure qui est reportée, correspondant à une probabilité supérieure à 50% d'être dépassée, 95% théoriquement. Or la somme de ces valeurs donne une valeur de réserve totale qui a une probabilité de se réaliser encore plus élevée (l'USGS tient compte de cet effet). Seule la somme des valeurs moyennes correspond bien à la valeur moyenne. En réalité seule une petite partie des réserves mondiales sont reportées suivant ces règles (celles des compagnies multinationales cotées à la bourse des EUd'A). Ailleurs sont reportées des valeurs moyennes (qui sont à peu près celles les plus probables), voire des valeurs surestimées (voir annexe 8 sur les réserves du Koweït). De plus, même sous les règles de la SEC, on observe des réévaluations à la baisse (scandale des réserves surévaluées de la compagnie Shell/Deutch Royal début 2004). De fait en 2001 seul 12,5% du renouvellement des réserves est dû à la croissance de réserves^[12].

Si on se limite à la valeur basse de l'USGS, $Q_{\text{monde}} = 2250 \text{ Gb}$, et en prenant un taux de croissance de 2%/a, le modèle de l'USEIA situe a_{max} en 2025 avec une amplitude de 42 Gb/a. En tenant compte des facteurs autres que la déplétion naturelle, leur modèle situe a_{max} en 2020 avec une amplitude de 35 Gb/a. D'après les données de l'USGS, ce modèle ne concerne pas les hydrocarbures liquides non conventionnels comme les bitumes. Mais en 2020 leur contribution restera faible (moins de 2 Gb/a, voir plus loin).

6.4.5 Le modèle de C. Campbell

Ce modèle permet de mieux cerner l'influence des différentes catégories sur la croissance de la production. L'influence de chacune dépend de son taux de croissance mais aussi de son poids dans la production. Les valeurs sont rapportées dans le tableau 6-1. La contribution la plus importante est le pétrole régulier - brut hors zones en eaux profondes et polaires -. A l'intérieur de cette catégorie, C. Campbell considère la production de chaque pays. La situation est très variable puisque entre 20 et 30 pays ont leur production déjà en déclin, parmi lesquels des producteurs importants – Royaume-Uni, Norvège (voir annexe 3), EUd'A, Indonésie...-. D'autres, en particulier ceux de l'OPEP, peuvent encore augmenter leur production, mais semblent proches de leur limite (annexe 8). D'après les résultats de ce modèle, l'équilibre est tout juste atteint en 2005 ; la production de pétrole régulier est à son maximum. Le taux de croissance global est alors donné par les autres catégories et leur part relative dans la production. Par la suite, les autres catégories devront compenser le déclin naturel de la production du pétrole régulier.

La production de pétrole des zones polaires est en déclin provisoire car sa principale contribution, pour l'instant, provient d'Alaska. Or cette région n'arrive pas à compenser le déclin de son champ géant Prudoe Bay (annexe 5). Mais étant négligeable dans la production totale, la contribution polaire a peu d'influence. Cette zone est susceptible de receler de l'ordre du quart des futurs réserves en pétrole et GN, surtout en GN, d'après les estimations actuelles des modèles géologiques basées sur une dizaine de bassins prospectés avec succès^[13,14]. Le potentiel se concentre surtout dans la trentaine de bassins sédimentaires répartis autour du pôle nord, sur les plateaux continentaux près des côtes ou dans les déserts de Sibérie (le pôle Nord lui-même n'a pas de perspective, n'étant pas un continent). Le continent antarctique semble présenter un intérêt limité (d'après les modèles et les premiers forages). L'exploitation en zones polaires présentent d'énormes

difficultés, ne serait-ce que pour avoir une assise stable afin de mener à bien les forages. Les difficultés résultent des grandes variations météorologiques au cours de l'année, de la formation de glace en mer, temporaire ou permanente, de la dérive d'icebergs et de la présence de la banquise. Les trois ou quatre bassins arctiques déjà exploités, comme en Alaska, ont bénéficié de conditions plus stables (gisements à terre ou très proches des côtes, loin de la banquise). Beaucoup des techniques pour exploiter ces gisements sont à inventer. Le développement des régions polaires prendra donc du temps, même en comptant sur le réchauffement climatique (comme le font certains analystes). Si on compare avec le développement de l'exploitation en eaux profondes, la production des zones polaires restera négligeable sur les 15 à 20 ans à venir.

HC liquide	P(2004)	ΣP_{2004}	taux de croissance en 2004	Q_{monde}
Pétrole régulier	24	945	au maximum	1850
En zones polaires	0,3	16	déclin	50
en eaux profondes	1,1	6	croissance de l'ordre de 15%/a	70
lourd et bitume	0,4 + 0,4	? + 4	en croissance faible	150
LGN	2,6	67	2,5%/a	275
total liquides	28,8	1040	encore en croissance	2400

Tableau 6-1 : variables du modèle de C. Campbell des différentes catégories de pétrole au niveau mondial : production en Gb/a, production cumulée en Gb, taux de croissance annuel, Q_{monde} .

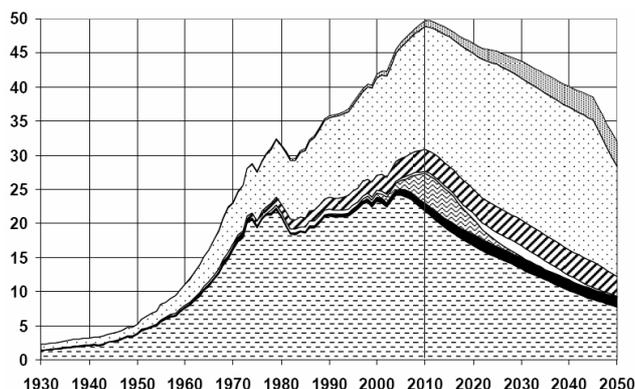


Figure 6-5 : profil de production mondiale en Gbep/a d'hydrocarbures liquides et gazeux de 1930 à 2050 d'après les données de production et d'après le modèle de C. Campbell. De bas en haut les différentes contributions sont : le pétrole dit régulier, le pétrole bitumeux (noir), le pétrole des gisements en eaux profondes (ondulé), des zones polaires (blanc), les hydrocarbures liquides des champs de GN (incliné), le gaz naturel et le gaz non conventionnel. Le maximum de production aura lieu vers 2010. Source : ASPOnews n°60, décembre 2005.

Le pétrole des champs sous-marins en eaux profondes connaît un développement important depuis 10 ans (taux de croissance entre 15 et 20%/a^[15]). Sa production est passée de moins de 0,2 Gb/a en 1995 à 1,1 Gb/a en 2004. Cette croissance doit se poursuivre. Plus du tiers des nouvelles capacités qui seront mises en route durant les cinq ans à venir (jusqu'à 2010 compris) concernent des champs en eaux profondes^[16]. Ce potentiel est

connu des géologues depuis au moins le début des années 70^[17]. Les techniques n'étaient pas encore au point pour forer à ces profondeurs. Géologiquement ces régions sont associées à l'ouverture de zones océaniques à travers un continent, il y a plusieurs dizaines de millions d'années. Le processus est en cours en Afrique avec le rift éthiopien. La zone la plus connue est celle liée à l'ouverture de l'Atlantique Sud, il y a 150 millions d'années^[18]. Les ingénieurs étasuniens commencèrent à forer à plus de 1000 m dans les années 70, sans doute incités par le déclin des gisements de leur pays. En 1988 le champ Canyon Green (450 m de profondeur d'eau) commence à produire. En 1997 le champ Mansen produit sous plus de 1600 m d'eau. A la fin des années 70 la compagnie brésilienne Petrobras, par ses propres moyens, explore à partir du plateau continental les bassins en eaux profondes au large du Brésil. En 1985 est découvert sur le haut du talus continental le champ Marlin dans le bassin de Campos. Il s'étend entre 650 et 1050 m de profondeur d'eau. Sa production démarre vers 1991-1994 pour atteindre son maximum en 2002. Face à un nouvel environnement la recherche et le développement de techniques adaptées prennent du temps. L'exploitation est ensuite plus rapide. Dans les années 90 les fonds marins profonds au large de l'Afrique de l'Ouest, dans le Golfe de Guinée et jusqu'en Angola, sont à leur tour prospectés à la recherche de gisements. L'expérience acquise dans le Golfe du Mexique et ailleurs permet aux grandes compagnies multinationales de découvrir et développer "rapidement" les champs de cette région : Girassol, au large de l'Angola, est découvert en 1996, la mise en place des infrastructures de production est décidée et commence en 1998, la production démarre fin 2002 pour atteindre son maximum en 2003. Le champ est en déclin en 2004. Les roches-réservoirs prospectées et exploitées en eaux profondes sont pour la plupart des roches formées à partir d'avalanches sableuses, ou turbidités, qui se sont écoulées depuis le continent et se sont déposées au sein d'un sédiment sablo-argileux plus imperméable. Ces sédiments sont apparus vers la fin du tertiaire. L'imagerie sismique, beaucoup plus précise en milieu marin, a permis la localisation de ces gisements. Il existe aussi des réservoirs plus anciens et plus proches des roches-mères, exploités sur le plateau continental mais plus inaccessibles sur le talus. L'imagerie sismique ne permet pas de bien les repérer, en particulier à cause de fragments supérieurs de couches de sel (déposées il y a plus de 100 millions d'années), peu perméables aux ondes. Avec l'expérience acquise toutes les régions du monde où ce type de systèmes pétroliers est susceptible d'exister sont explorées avec des résultats plus décevants que dans l'Atlantique Sud (du moins en pétrole car quelques unes de ces régions sont riches en gisements de GN, comme au large de l'Australie. Les eaux profondes de l'Arctique sont hors de portée pour plusieurs années). Les limites géologiques de ce potentiel sont connues : au delà du talus continental les couches sédimentaires sont plus minces et plus jeunes avec moins de chance d'avoir développé un système pétrolier. De plus la croûte continentale chaude (favorisant la maturation du pétrole), sur laquelle elles reposent, se réduit puis disparaît au profit de la croûte océanique froide. Cette limite se situe vers 3000 m de profondeur d'eau. Les projets en cours dans le Golfe du Mexique secteur des EUd'A (Le Mexique et sa compagnie à monopole d'état n'en sont pour l'instant qu'au début de la prospection dans leur partie) et dans le bassin de Campos - le plus prolifique au Brésil - montrent que les exploitants approchent ces limites. Les derniers forages aux EUd'A approchent les profondeurs limites (puits d'appréciation de la compagnie BP à Stones sous 3000 m de profondeur d'eau). Le gradient de température dans la roche est plus faible (1 °C tous les 50 m au lieu de 1 °C tous les 30 m en moyenne, pour le gisement Thunderhorse situé à la profondeur record de 6000 m du fond marin). Beaucoup de réservoirs découverts au Brésil contiennent du pétrole dense et visqueux (jusqu'à 400 mPa.s), indiquant sans doute une roche-mère non suffisamment mature^[19]. Les réserves prouvées du Golfe du Mexique, qui se renouvellent essentiellement par les gisements dé-

couverts en eaux profondes, diminuent ($R_{2003} = 4,5 \text{ Gb}$, $R_{2004} = 4,1 \text{ Gb}$ avec une production d'environ $0,4 \text{ Gb/a}$, d'après l'USEIA fin 2005). Il n'est pas encore parfaitement établi si le Brésil a atteint son maximum de découvertes en eaux profondes^[15,19]. La production de ces deux régions est croissante par le développement de gisements découverts quelques années auparavant. Mais un maximum de découvertes ne peut qu'être suivi par un maximum de production, le temps de développer les champs et d'atteindre leur déclin (temps de plus en plus court). L'année 2005 a été une année pauvre en découvertes dans le monde (moins de $2 \text{ Gb}^{[11]}$). C. Campbell prévoit le déclin de cette production après 2011. Dans ses précédents scénarios indiquant un maximum vers 2008, il avait sous-estimé la croissance de cette catégorie.

La production de pétrole synthétique à partir des bitumes provient presque uniquement du Venezuela et du Canada. Dans les données officielles il est important de distinguer la production de pétrole synthétique obtenu à partir des bitumes de celle d'orimulsion® (au Venezuela) et de bitumes (au Canada) vendus directement. Orimulsion et bitumes sont des corps utilisant le bitume avec très peu de modification (émulsion stable à l'eau et dilution avec condensat, respectivement). Ils trouvent des utilisations qui pour l'instant ne sont pas menacées par une pénurie de pétrole "léger" (combustible de centrales électriques, asphalte pour chaussées...). La production totale de pétrole synthétique a été d'environ $0,4 \text{ Gb/a}$ en 2004 (celle d'orimulsion de $0,04 \text{ Gb/a}$ et celle de bitumes de $0,15 \text{ Gb/a}$). Sur le bassin d'Orénoque au Venezuela, les projets sont beaucoup moins nombreux (rien sur 5 ans)^[16]. Une forte croissance est prévue au Canada, au vu des nombreux projets sur les 10 ans à venir^[20]. La production de pétrole brut synthétique à partir de bitumes au Canada ($P(2004) \approx 0,23 \text{ Gb/a}$) est concentrée dans la région du Nord de l'Alberta et se fait principalement par extraction minière. Sable et bitume sont extraits par pelleteuses à ciel ouvert, puis séparés. Le bitume est ensuite traité (voir annexe 10 pour plus de détails). Les tentatives à grande échelle pour exploiter les sables bitumeux ont commencé en 1967. A cause de nombreuses difficultés imprévues la production est restée marginale avant les années 1990. L'extraction minière à ciel ouvert ne concerne que les gisements proches de la surface ($<100 \text{ m}$), i.e. ne nécessitant pas de retirer trop de stéril. Moins de 35 Gb de bitume sont récupérable ainsi. Tous les projets miniers sont connus ; en 2010, sauf retards, la production de pétrole brut synthétique par mines devrait être de $1,6 \text{ Mb/j}$ ou $0,60 \text{ Gb/a}$. Cette méthode est bien rodée et les imprévus devraient être limités. Mais la production atteindra un plateau dès 2015 à $2,3 \text{ Mb/j}$ ou $0,84 \text{ Gb/a}$ pour décroître très rapidement après 2040 avec la fermeture des mines (profil de production très carré). La production par injection de vapeur doit prendre le relais, surtout le procédé de drainage par gravité au moyen de vapeur (DGMV). En 2010 la production de pétrole brut synthétique par ce moyen devrait être de $0,40 \text{ Mb/j}$ ou $0,15 \text{ Gb/a}$. Cette méthode produira aussi $0,75 \text{ Mb/j}$ de bitume non préaffiné. D'après l'institut de recherche en énergie d'Alberta^[21] la production, brut et bitume, devrait atteindre $1,1 \text{ Gb/a}$ en 2020. Ces chiffres ont des chances de ne pas être atteints pour au moins deux raisons. Premièrement, le coût énergétique, principalement sous forme de GN, est très élevé surtout pour le procédé DGMV, pourtant permettant de meilleurs taux de récupération (annexe 10). L'Amérique du Nord connaît une crise d'approvisionnement en GN à cause du déclin des gisements au Canada et aux EUd'A. Il existe des alternatives au GN, pour l'instant au stade de projets ou d'usines pilotes, mais posent aussi beaucoup de problèmes. Cela explique que la production se limite souvent à celle de bitumes. La seconde raison concerne les méthodes de récupération. La méthode de DGMV reste encore au stade expérimental, se limitant à l'extraction du bitume des roches aux meilleures caractéristiques (annexe 5). Si les prévisions se réalisent, la production mondiale de pétrole synthétique à partir de bitume passerait de $0,4 \text{ Gb/a}$ à 1 Gb/a en 2010, représentant une croissance très importante de

l'ordre de 15%/a. Cela restera encore faible pour influencer une production mondiale entre 30 et 35 Gb/a. Au delà de 2010, en maintenant un taux de 15%/an, la production atteindrait 4 Gb/a en 2020, valeur peu réaliste au vu des prévisions pour l'Alberta à cette date^[20,21](production de brut et de bitume estimée à entre 1,1 et 1,3 Gb/a).

Les EUd'A envisagent de produire du pétrole brut synthétique à partir de leurs importants dépôts riches en kérogène^[22], reprenant des tentatives ultérieures presque toutes abandonnées au lendemain du contre-choc pétrolier de 1986. Il n'existe pour l'instant au mieux que quelques pilotes essayant différents procédés. Les promoteurs du projet estiment que plus de 10 ans à partir de la réalisation réussie d'un démonstrateur seront nécessaires pour développer la production de pétrole synthétique du kérogène. Vu les difficultés, il faut s'attendre à des délais proches de celle de la mise au point de l'exploitation des sables bitumeux pour la production de pétrole.

Une étude sur plus de 30 ans montre que la production de liquides de GN est à peu près proportionnelle à celle de GN avec une croissance assez stable de 2,5%/a^[23]. Ce lien rend nécessaire l'étude de la production future de GN (fig.6-5). Du fait de la difficulté à transporter le GN, la probabilité d'une croissance 2 à 3 fois plus importante que la valeur observée de 2,5%/a est faible. L'influence de la production de liquide de GN sur la croissance globale sera aussi limitée.

A cause de son importante contribution, le déclin de production du pétrole régulier va progressivement entraîner le déclin de celle de l'ensemble des hydrocarbures fossiles liquides, voire même de l'ensemble liquide et gazeux. La contribution du brut en eaux profondes, et dans une moindre mesure celles des bitumes d'Alberta et du Venezuela, retardera de 2 ou 3 années le déclin général. Du fait de la surproduction de beaucoup de champs et du peu de gisements laissés en réserve, le déclin sera ensuite irréversible.

Ce modèle ne tient pas compte de facteurs extérieurs à la production (économiques, politiques, climatiques...) pouvant déclencher une baisse de la demande ou de l'offre menant à un maximum prématuré ne résultant pas directement de la déplétion naturelle. L'influence de ces facteurs est amplifiée par l'approche du maximum naturel du fait que toutes les capacités de production de tous les pays deviennent de plus en plus nécessaires. Un évènement localisé (grève ou menaces des dirigeants d'un pays ou accidents sur un champ) se répercute au niveau mondial.

6.5 La forme du maximum et les facteurs extérieurs à la déplétion

Si les débats autour des résultats des modèles portent surtout sur la détermination d'une date pour le maximum de production, a_{max} , la forme de ce maximum n'est pas absente de ces discussions. Les conséquences économiques et politiques du maximum et les moyens d'atténuer ses effets vont dépendre de sa durée et du taux de déclin postérieur : un maximum étroit, ou pic, aura un effet beaucoup plus dévastateur par sa soudaineté qu'un maximum large avec un déclin progressif. Deux formes types sont souvent représentées et discutées dans les modèles :

- un maximum présentant une valeur constante P_{max} à 2 ou 3% sur moins de 3 ans, ou pic. Le modèle de C. Campbell appliqué à un pays donne ce genre de maximum (voir fig.3-3, annexe 3, pour la Chine). Son profil pour la production mondiale de pétrole "régulier" présente aussi un maximum étroit (fig.6-5) ;

- un maximum constant à 2 ou 3% près sur plus de 5 ans, assimilable à un plateau. L'ajustement par une courbe de Gauss de la production de pétrole brut des EUd'A, hors Alaska, donne un maximum très aplati sur 10 ans^[5].

Les modèles ne prétendent pas donner une réponse à l'année près sur a_{\max} , ou au pour cent près sur P_{\max} . Ces modèles, surtout ceux à maximum large, jouent sur le fait que la production mondiale dépend de multiples producteurs plus ou moins indépendants (plusieurs milliers de champs producteurs), ce qui introduit un effet de lissage. Cet argument doit cependant être nuancé par la dissymétrie de la distribution des tailles de champs, avec 20% de la production reposant sur une quinzaine de champs, plus de 6% sur un seul (Ghawar).

Les facteurs extérieurs à la déplétion peuvent avoir une influence importante sur tous les paramètres du profil de production, dont la forme du maximum. Les crises politiques des années 70 provoquèrent une réduction importante et rapide de la production au point de démentir les prévisions des modèles de M. K. Hubbert. Dans les modèles présentés précédemment la forme du maximum dépend plus du choix de la courbe d'ajustement que d'une prise en compte réelle de ces facteurs extérieurs. Outre l'imprévisibilité de beaucoup d'entre eux, leur portée sur $P(a)$ peut être très variable et donc difficilement quantifiable. Lors de leur étude de 2000 les membres de l'USEIA ont proposé, avec les mêmes paramètres en entrée, un premier modèle avec pic et un second présentant un maximum très élargi de P_{\max} plus faible et de date a_{\max} plus rapprochée que dans le premier. Ce deuxième modèle est sensé tenir compte des facteurs différents de la déplétion naturelle pouvant modifier le profil, souvent à la baisse. Ces facteurs peuvent être localisés au niveau d'un pays, lors d'un événement politique (grèves, manifestations populaires, changements politiques, coups d'état, guerres, attaques terroristes...) ou d'un cataclysme naturel (cyclones, tremblements de terre...). Ils peuvent aussi être mondiaux du fait des échanges internationaux (fortes demandes, variations brutales du cours du pétrole, manque de matériels ou de personnels, récession économique...). Ces facteurs peuvent avoir même une influence directe sur la déplétion naturelle d'un champ ou d'une région. En effet nous avons vu, en annexe 5, que le maximum et le déclin de $P(a)$ d'un champ dépendaient de sa gestion, entre une gestion à production maximale voire surproduction et celle à débit plus faible pour optimiser le taux de récupération. Dans ce qui suit nous allons supposer que la déplétion naturelle d'une région correspond à celle d'une production maximale des champs, accompagnée d'une mise en exploitation rapide, aussi rapide que le peuvent les techniques les plus récentes, des gisements en réserve de la région. C'est ce qui est observé dans les pays producteurs qui cherchent à satisfaire la demande croissante mondiale de pétrole, soit actuellement la très grande majorité de ces pays. Par ailleurs la déplétion naturelle, avec la crainte d'un maximum proche, peut avoir une incidence importante sur les événements politiques.

Cette partie ne prétend pas fournir un outil mathématique pour prendre en compte ces facteurs extérieurs. A partir de l'examen de profils passés de production dans leur contexte politico-économique, et de l'analyse du contexte actuelle, il essaie de déduire les scénarios les plus plausibles pour la forme de P_{\max} .

6.5.1 Production en l'absence de contraintes extérieures

R. Hirsh a étudié le profil de production d'hydrocarbures liquides de régions du monde déjà en déclin irréversible et où les facteurs extérieurs ont été faibles : Etats Unis hors Alaska, Texas (seulement pétrole brut pour ces deux régions), Amérique du Nord (comprenant les EUd'A, le Canada et le Mexique), Royaume-Uni et Norvège. Ces régions ont présenté P_{\max} proche ou supérieur à 3 Mb/j, ou 1 Gb/a. Il a aussi examiné la forme du maximum de production de l'Argentine, de la Colombie et de l'Egypte (P_{\max} proche de 1 Mb/j, ou 0,35 Gb/a). $P(a)$ de toutes ces régions présente un maximum de forme proche d'un pic, parfois très pointu (cas de la Colombie et du Royaume-Uni). La production du

Texas a été soumise entre 1930 et 1970 à un système de quotas géré par la Railroad Commission of Texas pour éviter de surproduire et provoquer une chute des cours. Le maximum a eu lieu en 1972 quand les producteurs n'avaient plus à respecter de quotas. L'influence de ces derniers s'est faite sentir plus probablement après le maximum en évitant un déclin sévère (taux de l'ordre de 2 à 3% dans les années qui suivirent). Les productions soumises seulement à la loi de déplétion naturelle ont donc de fortes chances de passer par un pic, même si la région concernée a une grosse production ($P_{\max} = 15,4$ Mb/j ou 5,6 Gb/a en 1985 pour l'Amérique du Nord). En comparant l'évolution de la production des EUd'A hors Alaska avec celui du cours du pétrole, R. Hirsh note à quel point les prix ont une faible influence une fois le déclin naturel amorcé.

Notons que la production de tous les hydrocarbures liquides de l'ensemble des EUd'A a présenté son principal maximum vers 1971 (proche d'un pic, $P_{\max} = 11,6$ Mb/j ou 4,2 Gb/a) et un maximum secondaire en 1985 ($P_{\max} = 11,2$ Mb/j ou 4,1 Gb/a), grâce en particulier à l'apport de l'Alaska et de son champ Prudhoe Bay. Ce rebond, avec les développements d'alors au Mexique, expliquent le maximum de 1985 pour l'Amérique du Nord. Cela montre que quelques capacités nouvellement mises en production peuvent influencer le profil. Il s'agit cependant d'apports non négligeables par rapport à la production totale, et réalisés en peu de temps (1,5 Mb/j en moins de 5 ans pour Prudhoe Bay). De plus l'effet est très temporaire. Vu la production mondiale (80 Mb/j) et vu la faiblesse des gisements non encore exploités, et donc leur capacité future, cet effet est très peu probable au niveau mondial.

6.5.2 Les événements politiques

A l'inverse des régions précédentes, les pays de l'OPEP et ceux de l'ex-URSS ont eu leur production influencée par les événements politiques qui s'y sont déroulés (embargos de l'OPEP en 1973, révolution iranienne fin 1978 et ses retombées, chute du régime soviétique en 1989...). P(a) a souvent présenté un déclin sévère : P(a) de l'Arabie Saoudite passe de 8 Mb/j fin 1973 à 6,5 Mb/j fin 1974. P(a) de l'Iran passe de presque 6 Mb/j en 1978 à moins de 2 en 1980. L'ex-URSS passe d'une production de 12,5 Mb/j ou 4,5 Gb/a en 1989 à 7 Mb/j ou 2,5 Gb/a en 1996 (ce fort déclin n'a eu de répercussion que sur la consommation intérieure, les exportations restant au même niveau qu'auparavant). Ce déclin, souvent précédé d'une forte croissance, conduit à un maximum étroit. La production de la plupart de ces pays a repris quand le contexte politique a été plus apaisé, ces régions n'ayant pas atteint leur maximum naturel. Cela donne souvent un profil de production en forme de selle de cheval. En 2004 P(a) de l'Arabie Saoudite a dépassé son maximum de 1981 avec 10,5 Mb/j, l'Iran est proche de 4 Mb/j et la Russie de 9,5 Mb/j. Ces événements passés ont été assez violents et par comparaison, depuis le milieu des années 90, la situation politique actuelle est très calme et favorable à la croissance de la production. Le pays le plus affecté actuellement par ces événements d'ordre politique est l'Irak dont les installations sont soumises aux attaques de rebelles et de terroristes. Elles empêchent en particulier le développement de nouvelles capacités pouvant compenser le déclin des anciennes. Notons aussi que les attentats terroristes du 11 sept. 2001 aux EUd'A ont eu une influence négligeable sur la consommation mondiale (voir BP review).

Depuis moins de deux ans ont lieu dans le monde des manifestations sociales et/ou politiques autour de la production des ressources pétrolières qui, pour l'instant, affectent peu la production de pétrole, mais pourraient être les précurseurs d'événements plus graves (en Iran, au Venezuela, en Equateur, en Bolivie, au Nigeria, en Russie...). Toutes correspondent à des actions nationales visant à préserver des ressources énergétiques ou à en tirer le plus grand profit économique et politique par des mesures protectionnistes et

souvent populaires. De plus en plus de dirigeants de ces pays, ou des communautés locales, estiment que les bénéfices qu'ils retirent de l'exploitation et de la vente des ressources pétrolières de leur pays par les compagnies non locales sont trop faibles surtout quand les compagnies multinationales exploitantes font des profits records avec les cours élevés récents (voir exemples dans l'annexe 9). Sous menace d'embargos sur les exportations, les dirigeants de l'Iran et du Venezuela sont décidés à imposer la politique de leur choix. Cependant même ces dirigeants sont prêts à accepter les règles du marché mondial et la présence de sociétés étrangères dans leur pays, s'ils en retirent un bénéfice pour eux et leurs pays. La vente du pétrole et du GN sur les marchés internationaux leur permet de se procurer en échange les biens ou les technologies dont leurs pays ont besoin. Les populations de ces pays, en particulier musulmanes, ont triplé voire quadruplé en 30 ans (voir annexe 8). L'Iran doit importer de la nourriture. Leur propre consommation d'hydrocarbures, surtout de GN, croît en proportion et parfois plus vite.

D'autres facteurs politiques peuvent jouer un grand rôle dans le futur sur la production et la vente de pétrole. Il y a le ressentiment de beaucoup de pays producteurs vis à vis des EUd'A, de loin la plus grande puissance militaire du monde. Elle se sert de cette puissance pour assurer ses approvisionnements grandissants en hydrocarbures avec un comportement qui peut paraître arrogant et hypocrite. Les EUd'A consomme environ le quart de la production mondiale de pétrole pour une population de moins de 5% de celle du monde, nécessitant l'importation de presque les deux tiers de sa consommation. S'ajoute à ces facteurs l'attitude agressive de la Chine et de l'Inde dans la recherche d'approvisionnements à l'étranger pour assurer leur croissance économique et compenser le déclin de production de leurs champs qui s'amorce [BABINGTON D. *Chevron Texaco warms of global Bidding war*. Boston Globe (US), 17 fév. 2005*]. Ces pays passent des accords commerciaux et politiques avec des pays en froid avec les EUd'A ou même des alliés des EUd'A qui trouvent leur aide trop timide (dépêche de United Press International du 28 fév. 2006, *Nigeria seeks China arms to secure oil*).

Dans les années 80 certaines décisions politiques de restriction de la production ont pu être motivées par la crainte de surproduire les champs et donc par la déplétion naturelle. Entre 1981 et 1985 l'Arabie Saoudite a baissé sa production de 10 Mb/j, alors maximale, à 4 Mb/j, sans raison convaincante. D'après M. R. Simmons, et sa lecture des articles des ingénieurs d'Aramco, les saoudiens avaient augmenté leur production de plus de 2 Mb/j en moins d'un an pour compenser la chute de la production iranienne. Mais les quelques champs supergéants fournissant la plus grande part de la production saoudienne montraient des signes de surproduction pouvant conduire à un maximum de production prématuré. Dès qu'ils le purent, les saoudiens réduisirent la production. Le Venezuela et l'Iran connaissent des difficultés à maintenir leur production à cause du déclin de production de beaucoup de leurs champs (voir les annexes 8 pour l'Iran et 9 pour le Venezuela). Leurs dirigeants en sont conscients. La politique de contrôle national des ressources par le président russe peut être aussi motivée par ces craintes.

6.5.3 Les cataclysmes naturels

Les dommages à la production causés par des cataclysmes naturels sont en comparaison beaucoup plus faibles et temporaires. Ils ont souvent lieu sur des plates-formes en mer, plus vulnérables. Les exemples récents les plus spectaculaires et les mieux documentés sont ceux des cyclones dans le Golfe du Mexique. Presque chaque année un cyclone, voire deux, perturbent les activités pétrolières locales. Le passage du cyclone Ivan en septembre 2004 a stoppé la plus grande partie de la production du Golfe (arrêt d'environ 1,4 Mb/j) pendant 2 à 3 jours [FOREST D. *Gulf oil & gaz production damage*

worse than reported ? The Casey Energy speculator, 28 oct. 2005.*]. Au bout d'un mois et demi la part de production manquante était de 0,2 Mb/j. Les cyclones Katrina et Rita en septembre 2005 ont eu des effets plus dévastateurs avec un retour d'activité plus lent. En janvier 2006 la production déficitaire à cause du passage des cyclones est de 0,4 Mb/j, alors que la production est de 1,5 Mb/j [données du Minerals Management Service, agence fédérale des EUd'A en charge des ressources marines, voir leur site]. La perte de production sur 2005 est équivalente à 0,3 Mb/j (110 Mb de pertes). Il est probable qu'en moins d'un an presque toute l'activité aura repris. Les pertes réelles, celles de réserves, sont quasi nulles, les compagnies ayant fermé les vannes des puits par précaution. Avec le réchauffement moyen des eaux en surface des océans depuis quelques années, ces phénomènes risquent de se reproduire. Malgré les faibles pertes au niveau mondial leur impact sur les prix est démultiplié du fait d'un manque de capacité excédentaire.

6.5.4 Les récessions économiques

Au cours du 20^e siècle plusieurs récessions ont eu un impact sur la consommation et donc sur la production de pétrole. La récession correspond à un ralentissement voire une baisse de l'activité économique telle que mesurée par le produit intérieur brut (PIB). Le PIB de chaque pays correspond à la somme des valeurs financières des productions de biens et services dans le territoire du pays pendant une année. Certaines de ces récessions ont été déclenchées par des prix élevés du pétrole, résultant eux-mêmes d'un manque temporaire d'offre.

Après la première guerre mondiale, et les crises d'hyperinflation qui en résultèrent, la récession la plus importante fut celle suivant la crise de 1929. Cette année les valeurs boursières s'effondrèrent réduisant la monnaie disponible (déflation), conduisant à la faillite de nombreuses entreprises et à un important chômage. Avec la chute de la consommation, faute de pouvoir d'achat, les prix baissèrent. Les ressources énergétiques comme le pétrole connurent le même sort, amenant une réduction de la production. Entre 1929 et 1932 celle de pétrole passe de 1,45 Gb à 1,3 Gb au niveau mondial, principalement aux EUd'A qui concentraient les deux tiers de la production^[1]. La production reprend sa forte croissance après 1932. La production de charbon, alors principale ressource, fut un peu plus affectée (de l'ordre de 25% sur la même durée). Aux EUd'A l'Etat puis la guerre relancèrent l'activité économique et la consommation. Cette récession se déroula dans un contexte où n'existaient pas de pénuries ou de menaces de pénurie des ressources énergétiques. Après cette récession et jusqu'en 1970 de grands groupes multinationaux contrôlèrent suffisamment la production pour maîtriser les prix (en négligeant quelques crises ponctuelles). L'importance des gisements permit cette politique.

Les crises des années 70 furent différentes de celle de 1929 et surprirent en cela beaucoup d'économistes. L'embargo de 1973 sur le pétrole par les pays de l'OPEP provoqua une hausse de son prix. Le pétrole est devenu entre temps la principale ressource énergétique avec une croissance de la consommation de 7% par an. Toutes les économies en sont très dépendantes. De plus les capacités de production excédentaires en dehors de l'OPEP sont faibles (hors URSS et Chine). La production des EUd'A est passée par son maximum. La hausse des prix du pétrole et de ses dérivés conduit à une inflation (trop de monnaie par rapport à la valeur réelle des biens) et à une récession (voir fig. 2 du document principal). Le même phénomène se reproduit en 1980, suite à la chute du régime du Shah en Iran. Consommation et production de pétrole ont connu des baisses significatives (de 23 Gb/a en 1978 à 20 Gb/a en 1983, voir fig. 6-5). Cet effet fut temporaire car il restait encore suffisamment de gisements pour que la production reparte. Le redémarrage fut favorisé par la baisse des prix en 1985 suite au développement de nou-

velles régions pétrolières (Alaska, Mer du Nord...) et à la chute de la demande.

En 1990 l'effondrement du régime soviétique en URSS amena aussi un effondrement de la production, comme indiqué précédemment. La crise fut largement d'origine économique avec une industrie et une agriculture de plus en plus inefficaces : consommation importante d'énergie (autant qu'aux EUd'A par tête d'habitant) pour une production de mauvaise qualité (aciers inutilisables...), assèchement de la mer d'Aral pour l'irrigation intensive de champs de coton, accidents nucléaires fréquents, pollution importante.... La production de pétrole était proche de son déclin du fait de la déplétion avancée des réserves (celles de pétrole régulier, avec la définition de C. Campbell). La récession en Russie et ses anciens satellites amplifia ce déclin, au point de ne plus être naturel. Cet effet ne fut pas ressenti par le reste du monde car les exportations restèrent inchangées. L'arrivée de sociétés étrangères permit de faire repartir la production à partir de 1997, destinée largement à l'exportation (en 2005 sur 9,5 Mb/j produit presque 7 Mb/j sont exportés).

En 1997 le sud est de l'Asie a connu une récession importante, suite à une crise financière indépendante des prix du pétrole. La consommation de pétrole du plus important pays affecté, la Corée du Sud, est passée de 2,35 Mb/j en 1997 à 2,0 Mb/j en 1998, après avoir connu trois années de croissance (BP review). En 1999 la croissance repartait (2,2 Mb/j). Cette crise ne se note même pas sur le profil de consommation mondiale. Le même constat se fait pour la crise boursière en 2000 des « nouvelles » technologies de l'information et de la communication.

Entre 1994 et 2005 la consommation mondiale de pétrole a crû sans interruption (données BP review 2005). La production montre des baisses à peine significatives - 1 à 2 % - entre 1998 et 1999, et 2000 et 2001 puis 2002, probablement dues à la baisse des prix et aux restrictions de production qui s'en suivirent. Production et consommation annuelles présentent une différence d'au plus 3% en raison de l'utilisation des stocks, du remplacement par quelques substituts au pétrole (CTL, kérogène) et des incertitudes sur les données.

Depuis 2003 le prix du pétrole (et d'autres ressources énergétiques, voir BP review) a plus que doublé, de 30\$/b à près de 70\$/b début 2006 - même pour les contrats à long terme comme ceux à 5 ans. Cela ne suffit pas à réduire la consommation. En 2005 elle a crû de 1,5%/a, taux certes plus faible que celui de 2004 - 3,5%/a -, mais dans la moyenne des années précédentes. La croissance du PIB reste importante et l'économie semble donc résister aux prix élevés. Mais cela ne signifie pas que, à l'échéance de quelques années, une récession semblable à celles des années 70 et 80 ne se reproduise pas.

Elle peut provenir des EUd'A, pays qui a un rôle central dans le système économique actuel grâce à son PIB (plus du tiers du PIB mondial, obtenu en ajoutant le PIB de chaque pays sans ajuster au pouvoir d'achat), grâce à l'utilisation de sa monnaie dans les échanges internationaux et de sa puissance militaire (pour défendre ses intérêts économiques). Ce pays présente des déficits de plus en plus importants en valeur absolue mais également ramenés à son PIB :

- dette de l'état fédéral (hors dettes des états et des entreprises) de 8,4 T\$ ($T=10^{12}$) en avril 2006, valeur la plus élevée de l'histoire du pays, représentant 22% de la dette mondiale et 65% du PIB du pays, taux le plus élevé depuis la deuxième guerre mondiale (source : encyclopédie en ligne Wikipédia) ;

- endettement des particuliers de 11,4 T\$ en 2005, 18% de leur patrimoine total (même source) ;

- déficit de sa balance commerciale de 800 G\$ ou 7% de son PIB en 2005, le plus élevé depuis 35 ans [ELLIOT L. *America's dollar rope trick*. Guardian Weekly, 18-24 novembre 2005, p.31. Présentation de Nsouli S. M., officiel du fond monétaire international, *Petrodollar recycling and global imbalances*. Berlin, 23-24 mars 2006*].

Du revenu annuel de l'état fédéral, 1,95 T\$, une somme de 0,32 T\$ est consacrée au service de la dette. Les interventions militaires à l'étranger depuis 2001 ont aggravé la situation. Une partie de la dette est financée par des entités de pays étrangers (plus de 2 T\$). Les particuliers ont profité des faibles taux d'intérêt (de l'ordre de 1% par an en 2003), pratiqués ces dernières années par la banque centrale des EUd'A pour éviter une récession. Ils ont largement emprunté pour acheter un logement. Le secteur immobilier du pays a ainsi connu une hausse des prix qui semble difficilement durable avec une remontée des taux d'intérêt. Pour continuer à soutenir la croissance économique par la consommation, les banques ont autorisé les hypothèques sur les logements récemment achetés. De ce fait le particulier aux EUd'A n'a jamais autant emprunté et n'a jamais si peu économisé [ELLIOT L. *America's dollar rope trick*. Guardian Weekly, 18-24 novembre 2005, p.31]. Le pays importe de plus en plus de l'étranger, en particulier de Chine, matières premières et biens manufacturés. Beaucoup de ces importations sont indirectement financées par l'argent que les autres pays accordent aux EUd'A sous forme d'achats d'emprunts, d'actions et de sociétés. Cela découle de l'important débouché que représente les EUd'A pour les exportations de nombreux pays. Ces différents déséquilibres fragilisent le système économique. Dans les années 70 des niveaux de déficit plus faibles (avec des dettes dues à une autre guerre, le Vietnam) avaient débouché sur des récessions économiques. Le dollar risque de se dévaluer par manque de confiance en l'économie des EUd'A, amenant inflation et hausse des prix (avec l'enchérissement des importations). Les taux d'intérêts ont été relevés à 4% pour diminuer ces risques, mais au détriment du pouvoir d'achat des consommateurs étasuniens. Les prix élevés du pétrole (ainsi que du GN) peuvent être les déclencheurs d'une récession aux EUd'A. Les importations de pétrole, presque les deux tiers de sa consommation, ont coûté 200 G\$ en 2005 (par contre le coût du GN importé est très faible car à peu près 80% du GN est produit localement ; mais cela doit changer avec l'épuisement des gisements). Beaucoup d'économistes se veulent rassurants en faisant valoir que l'intensité énergétique du pays, la quantité d'énergie consommée par unité de PIB, a quasiment été divisée par 2 depuis les années 70, ce qui rendrait l'économie moins dépendant du coût de l'énergie. Mais cet indicateur est trop global, masquant des évolutions inquiétantes [Rubin J. et al. *Is the US economy really less vulnerable to energy prices ?* CIBC world markets, rapport n° 51, 25 fév. 2005, 4p.* ; *Annual energy review 2004*, US Energy information administration*]. Entre 1979, avant la baisse due à la récession, et 2004 la consommation totale d'énergie primaire a augmenté de plus de 20% (avec 2300 Mtep en 2004). La consommation du secteur industriel entre les deux dates a peu changé. Sa part relative passe ainsi de 41% à 33%. L'industrie a réalisé des économies d'énergie, mais une partie résulte du déplacement vers l'étranger, comme la Chine, d'industries lourdes - métallurgie, pétrochimie... - fortes consommatrices d'énergie et dont le produit a une faible valeur (par rapport aux produits dits de haute technologie). La consommation d'énergie a beaucoup augmenté dans le secteur résidentiel (plus 34% entre 1979 et 2004) et du transport (plus 32%). Les foyers se sont beaucoup équipés en appareils consommateurs d'énergie comme les climatiseurs. Ces appareils sont plus efficaces qu'en 1973 (de l'ordre de 30% pour les climatiseurs) mais le gain a été annulé et dépassé par l'accroissement de leur nombre ainsi que par l'augmentation de la surface moyenne des logements. La consommation d'énergie par foyer a augmenté de 10% entre 1973 et 2003. La même tendance est observée dans les transports : explosion des ventes de véhicules tout terrain et spacieux induisant des consommations importantes (plus de 13

l/100 km), accroissement de la longueur des trajets (+ 25% par rapport à 1980). Les foyers étasuniens doivent consacrer en 2003 12% de leur revenu pour l'achat d'énergie (gaz, électricité, carburants, fioul ...), comme en 1980, avec une évolution à la hausse.

6.5.5 Les cas d'une production stabilisée

La régulation de la production de pétrole a été souvent utilisée pour contrôler les prix du pétrole. Cela a été le cas au Texas avant 1970. Sous l'impulsion de l'Arabie Saoudite, l'OPEP a souvent joué de ce levier à partir du milieu des années 80. Elle a permis une gestion un peu plus sur le long terme où les capacités des champs ne sont pas utilisées à leur maximum. P(a) de l'Arabie Saoudite a présenté un plateau entre 1991 et 2002 à 9,2 Mb/j, aux fluctuations de quelques pour cent près. Mais la demande du marché, à partir de 2002, l'a forcé à augmenter sa production comme pour les autres membres de l'OPEP qui le pouvaient et à atteindre sa capacité maximale (hors pétrole très dense). La gestion d'une production stabilisée nécessite d'avoir des capacités excédentaires, ce qui n'est plus le cas actuellement. La hausse de la demande et le déclin de production dans beaucoup de régions risque d'absorber toutes les nouvelles capacités au fur et à mesure de leur installation, jusqu'à ce que cette compensation ne suffise plus (annexe 7).

6.5.6 Scénarios pour le futur

A partir de ces exemples historiques de profils de production dans différentes régions du monde avec leur contexte politico-économique, et à partir des situations actuelles, essayons de déterminer des scénarios de production mondiale future, avec la forme de son maximum. A la différence de ce qui précède il s'agit de spéculations obtenues à partir de l'extrapolation de faits ou d'évènements récents par comparaison avec les leçons du passé. Le système économique actuel, où la demande doit être absolument satisfaite pour soutenir la croissance du PIB, s'est imposé à pratiquement tous les pays producteurs. Le seul facteur limitant est donc celui de la déplétion naturelle. Il conduit à un pic de production assez imprévisible, même pour de grosses productions, suivi d'un déclin irréversible qui peut être sévère. Il peut sembler paradoxal que les dirigeants de tant de pays ou de compagnies imposent cette voie. En réalité la menace de déclin de la production n'est pas la plus immédiate pour ces dirigeants. Le souvenir douloureux du contre-choc des prix en 1986, suite aux crises pétrolières antérieures et à la chute de la demande, est beaucoup plus présent, sans compter le besoin des biens en échange de pétrole. Il n'est pas impossible, cependant, que des producteurs prennent des mesures conservatoires en lien avec des facteurs politiques.

Si l'offre de pétrole se fait plus faible à cause de la déplétion naturelle, son prix ne peut qu'augmenter. Une récession économique devient alors de plus en plus probable, qui amènerait une chute de la demande. L'ampleur et la durée de la récession détermineraient celles de la baisse de la production de pétrole. Cette crise peut amener un nouvel ordre économique mondial où les pays qui dépendent tant de l'extérieur pour leurs matières premières et même leurs biens manufacturés, comme les EUd'A et l'Europe occidentale, se trouveraient exclus. Cela tient du fait que la déplétion naturelle est beaucoup plus avancée qu'en 1980 et que la production peut difficilement croître par rapport à son niveau actuel. Une reprise économique générale conduirait rapidement à une restriction de l'offre et donc à une nouvelle crise. Des accords pourraient exister entre des grands pays consommateurs comme la Chine ou l'Inde et les pays producteurs où en échange du pétrole, la Chine fournirait biens industriels, compétences techniques, et éventuellement, main d'œuvre. Si de gros consommateurs étaient exclus, la production ne pourrait que chuter dans un premier temps. Elle augmenterait de nouveau avec le déve-

loppement économique des pays bénéficiaires jusqu'à la prochaine crise résultant de la déplétion naturelle.

L'exécution des menaces d'embargos pétroliers, proférées en particulier par les dirigeants iraniens et vénézuéliens, pourrait aussi conduire à cette crise économique, faute de capacités excédentaires. La situation se ramènerait à celle d'un nouvel ordre économique. L'expérience d'Irak rend peu probable la reprise de livraisons pétrolières à l'aide d'une intervention militaire, d'autant plus que les dirigeants en question sont soutenus par une large majorité de leur peuple.

Un scénario plus optimiste est celui du remplacement du pétrole par d'autres ressources énergétiques, combinées avec de nouvelles filières de transformation et de distribution, permettant de maintenir l'activité économique. Les prix élevés récents doivent contribuer à leur compétitivité et leur développement. Ce scénario mise beaucoup sur le progrès technologique et sous-estime les difficultés et les lenteurs de ces développements (voir annexe 3).

Xavier Chavanne, Laboratoire Environnement et Développement, Uni. D. Diderot, Paris.

*Les références marquées d'un astérisque sont disponibles sur l'Internet à l'aide d'un moteur de recherche.

- 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 LAHERRÈRE J. *Learn strengths, weaknesses to understand Hubbert curve*. Oil & Gas Journal, vol. 98, 17 avril 2000, 63-76. <http://www.dieoff.com/p.191.htm>.
- ³ KOT M. *Elements of mathematical ecology*. Cambridge : Cambridge Uni. Press, 2001.
- ⁴ DEFFEYES K. S. *Hubbert's Peak*. New Jersey : Princeton University Press, 2003. 208 p.
- ⁵ HIRSH R. L. *Shaping the peak of world oil production*. World Oil, vol 226, No 10. Oct. 2005.
- ⁶ LAHERRÈRE J. *Fossil fuels future production*. Romania Oil & Gas congress proceedings, march 22-24, Bucharest.*
- ⁷ WOOD J. AND LONG G. *Long term world oil supply*. eia.doe.gov, 28 sept. 2000. http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/petroleum/presentations/2000/long_term_supply/.
- ⁸ MAILLARD D. DGEMP. *Tableau sur les prévisions de la consommation d'énergie primaire pour 2000*. (son discours au séminaire du 30 juin 2004) http://www.industrie.gouv.fr/energie/conf/f1e_conf.htm,
- ⁹ HUBBERT M. K. *The energy resources of the earth*. Scientific American, March 1971, 31-40*.
- ¹⁰ ALAZARD-TOUX N. *Les nouvelles découvertes de pétrole et de gaz*. panorama 2005, IFP, 2004*.
- ¹¹ PETZET A. *Discovery size decreasing but revisions, starts ups buoy reserves*. Oil&Gas Journal, 20 fév. 2006, p. 34 et 36.
- ¹² RECH O. ET SANIERE A. *Les investissements et la déplétion*. panorama 2004, IFP, nov. 2003*.
- ¹³ RØNNING K. AND HAARR G. *Exploring the Basins of the Artic*. IV int. Workshop on oil & gas depletion, 19-20 mai 2005, Lisbonne*.
- ¹⁴ PERRODON A. *Quel pétrole demain ?* Paris : éditions Technip, 1999. 95 p.
- ¹⁵ SANDREA I. *Deepwater Oil Discovery Rate may have Peaked ; Production peak may follow in 10 years*. Oil and Gas Journal, July 26, 2004, p. 20.
- ¹⁶ SKREBOWSKI C. *Oil field mega projects*. Petroleum Review, oct. 2005, 36-40.*
- ¹⁷ TISSOT B. *La genèse du pétrole*. La Recherche, n°77, avril 1977, 326-334.
- ¹⁸ HUC A.-Y. *Le pétrole des profondeurs océaniques*. Pour la science, n°307, mai 2003. 45-52.
- ¹⁹ BRUHN C. *How much oil and gas from deepwater? The experience of Brazil*. IV int. Workshop on oil & gas depletion, 19-20 mai 2005, Lisbonne*.

-
- ²⁰ SÖDERBERG B. *Canada'oil sands resources and its futur impact on global oil supply*. Degree project, master of science, avril 2005, Université of Uppsala, Suède.
- ²¹ ISAACS E. *Canadian oil sands : development and future outlook*. IV int. Workshop on oil & gas depletion, 19-20 mai 2005, Lisbonne*.
- ²² BUNGER J. W. et al. *Is oil shale America's answer to peak-oil challenge?* Oil & Gas Journal, Aug. 9, 2004,16-22*.
- ²³ LAHERRÈRE J. *The future of natural gas supply*. III int. workshop on oil & gas depletion, 25-26 Mai 2004, Berlin*.