

# DISPONIBILITÉ FONDAMENTALE ET OBSERVÉE DES RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES (partie 2)

Par X. Chavanne

Suite de l'état des lieux sur les énergies primaires. Dans la première partie (bulletin 1 d'ASPO-F) il a été rappelé ce que désignaient les énergies primaires, comment elles sont mesurées, leur importance économique, l'explosion de leur consommation depuis plus de cinquante ans avec l'amélioration du niveau de vie et la croissance de la population. Il a été décrit les deux types d'énergies primaires, à réservoir ou à flux, qui se différencient par leur profil de production. Afin de répondre aux contraintes des lois thermodynamiques ces deux types doivent présenter un taux de dépenses énergétiques pour leur extraction et transformation inférieur à 1. D'autres contraintes, logistiques, environnementales, politiques..., s'ajoutent sur le court terme.

Cette deuxième partie fait un état des lieux des trois combustibles fossiles, pétrole, gaz naturel et charbon, trois énergies primaires à réservoir ou de réserves finies.

Certains développements concernant le pétrole précisent et éventuellement corrigent des points des documents écrits par le même auteur en mai 2006 et mis en ligne sur le site d'ASPO France (<http://aspofrance.org/texts/documents#three>).

## 5. LE PÉTROLE

### 5.1 Introduction

Le vocable pétrole, tel qu'il est utilisé dans leurs statistiques sur l'énergie par des organismes comme l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) ou l'Energy Information Administration du ministère étasunien de l'énergie, par des compagnies comme British Petroleum (BP review), ou encore par des publications comme Oil&Gas Journal (O&GJ), recouvre des hydrocarbures liquides de compositions variables, extraits et traités avec des procédés industriels qui sont aussi différents. La séparation entre les différentes contributions se fait en général suivant le procédé utilisé pour les extraire et séparer plutôt que par leur composition chimique, même si le procédé en dépend. N'utilisant pas exactement les mêmes définitions pour caractériser leurs différentes catégories, les données de ces organismes collecteurs peuvent différer, introduisant une certaine confusion. La plupart inclut dans l'ensemble des pétroles des hydrocarbures obtenus à partir d'autres énergies primaires comme le charbon, le gaz naturel et la biomasse (BPreview exclut cependant ces contributions).

La principale contribution, ou la seule si on adhère rigoureusement aux définitions des énergies primaires, est celles des hydrocarbures fossiles liquides ou liquéfiés par des procédés pas trop coûteux (ce qui reste encore à définir si on regarde le cas des bitumes naturels). D'un point de vue physico-chimique ces hydrocarbures présentent des différences de compositions moléculaires en fonction de leur gisement d'origine, induisant des différences sur leurs propriétés comme la densité, la viscosité, le pouvoir calorifique, voire des différences de phase aux conditions ambiantes. En première approximation, la variation de composition peut

être modélisée par le rapport H/C, nombre d'atomes d'hydrogène sur nombre d'atomes de carbone des hydrocarbures sans impureté. S'ils sont tous extraits de roches réservoirs, où ils se sont accumulés après transformation thermique dans une roche mère et après migration, ils ne s'y présentent pas de la même façon (phase, mobilité...). Les caractéristiques (perméabilité, porosité, profondeur, température...) et la taille des gisements ne sont pas les mêmes non plus, jouant aussi sur les types de procédés d'extraction et de traitement utilisés et leurs coûts.

Il est rappelé que les coûts sont aussi entendus ici comme coûts énergétiques. Ils sont ramenés au pouvoir calorifique de la quantité d'hydrocarbures extraits pour obtenir un taux de dépenses énergétiques. Un rendement positif correspond à un taux de dépenses inférieur à 1. Les coûts énergétiques d'exploitation (les carburants pour les pompes et les moteurs de plates-formes de forage, pour les compresseurs, l'autoconsommation en raffinerie...) sont, en général, plus élevés que les coûts des équipements ou d'investissements, même pour les gisements sous-marins des grands fonds. C'est le contraire pour les coûts financiers (toujours pour la raison du faible prix de vente des énergies).

Suivant ces différents facteurs (propriétés physico-chimiques, caractéristiques des réservoirs, procédés et leurs coûts), on peut distinguer grossièrement trois catégories d'hydrocarbures liquides fossiles :

- les hydrocarbures légers, comme le butane et le propane, récupérés et liquéfiés par pression de moins de 10 bars dans les usines de traitement du gaz naturel brut ;
- le pétrole brut proprement dit qui regroupe tous les hydrocarbures naturellement liquides aux conditions ambiantes, et mobiles dans la roche réservoir (viscosité dynamique inférieure à 100 cp ou mPa.s) ;
- le pétrole extra lourd et les bitumes naturels se présentant sous forme de liquides très visqueux ou pâteux. La distinction entre les deux variétés se fait par la viscosité *in situ*, les bitumes ayant une viscosité supérieure à 10 000 cp.

## 5.2 Les liquides de gaz naturel (sous pression)

Cette catégorie, appelée par la suite liquides de gaz naturel (LdeGN), représente les hydrocarbures qui doivent être pressurisés en surface sous quelques atmosphères pour être liquides, ce qui exclut les condensats traités avec le brut. Leur densité est alors de 0,55 et leur pouvoir calorifique = 1,1 tep/t ou 0,095 tep/b. Leur rapport atomique H/C est d'environ 2,5. Ils sont extraits avec le gaz naturel et séparés en surface. Les coûts de production sont modestes, même en incluant les coûts de transport (moins cher que pour le gaz naturel), et représentent quelques % du pouvoir calorifique. Ils ne nécessitent pas de raffinage. Avec les gaz de pétrole liquéfiés de composition proche, ils sont utilisés comme produits de base de la pétrochimie, comme combustibles d'appoint en bouteille et comme carburants pour des véhicules adaptés. Ce dernier usage est pour l'instant modeste en raison de la nécessité d'une infrastructure spécifique de distribution (1 % des carburants et représentant moins de 10 % de la production de ces hydrocarbures légers). Les gaz de pétrole liquéfiés sont récupérés en haut des tours de distillation atmosphérique des raffineries de pétrole, et sont comptés dans la production de pétrole brut.

La production de LdeGN en 2005 a été de  $P(2005) = 2,8 \text{ Gb/a}$  ou  $0,265 \text{ Gtep/a}$  (données USEIA mai 2007). La production cumulée est de  $\Sigma P_{2005} \approx 70 \text{ Gb}$  ou  $6,6 \text{ Gtep}$ . Les quantités totales qui seront extraites dépendent des réserves de gaz naturel et de leur richesse en ces hydrocarbures. Les incertitudes sont donc assez

grandes. J. Laherrère a constaté que le rapport entre LdeGN produit et gaz naturel produit et vendu est assez constant à 25 Mb/T.f<sup>3</sup> ou 0,09 tep par tep de gaz naturel. Par l'extrapolation de la courbe d'écrémage (quantité découverte cumulée en fonction du nombre cumulé de forages prospectifs, en utilisant les données de société comme IHS) pour la gaz, il obtient une quantité totale récupérable Q de gaz naturel conventionnel de 10 000 T.f<sup>3</sup>. Q des LdeGN représente donc 250 Gb ou 24 Gtep. C. Campbell estime Q pour les LdeGN à 275 Gb ou 26 Gtep. Leur production peut donc continuer à croître pendant plusieurs années. L'AIE prévoit une croissance de 2 %/a, jusqu'en 2015 au moins (en utilisant leur prévision de la production de gaz naturel, dans World Energy Outlook 2006). Leur contribution restera ainsi faible, environ 0,34 Gtep/an en 2015.

### 5.3 Le pétrole brut

Le pétrole brut regroupe lui-même plusieurs sous catégories suivant les caractéristiques physico-chimiques des hydrocarbures et/ou l'environnement des gisements. Sont considérés comme pétrole brut tous les hydrocarbures depuis les condensats, hydrocarbures les moins denses mais liquides aux conditions ambiantes et séparés du gaz naturel, jusqu'aux hydrocarbures « lourds » dont la densité est inférieure à une densité arbitraire de 0,95 (O&GJ inclut les condensats dans les LdeGN et non dans le brut, à la différence de USEIA). Le pétrole brut est extrait de gisements situés dans des environnements très variables, depuis le sous sol continental à moins de 500 m de profondeur jusque sous les grands fonds marins à plus de 2000 m de profondeur d'eau et plus de 6000 m de couches sédimentaires (et peut-être bientôt encore plus profondément). Les conditions climatiques en surface peuvent être clémentes ou au contraire rudes. Tous ces facteurs jouent sur les moyens logistiques et les délais nécessaires au développement des champs. De ce fait C. Campbell distingue différentes sous catégories suivant leurs conditions d'exploitation qui influent sur leur profil de production. Un article de Oil&Gas Journal (5 et 12 mars 2007 par I. & R. Sanders) distingue lui entre les gisements sous-marins, quelle que soit la profondeur d'eau, et les gisements continentaux, avec des débits pour chacun en 2005 de 27 Mb/j et 45 Mb/j respectivement. Depuis les années 70 seuls les premiers présentent une production croissante. En zone polaire, du fait des conditions climatiques particulières, la mise au point des outils et équipements les mieux adaptés pour l'exploitation des gisements, ainsi que la mise en place d'une infrastructure de transport, vont sans doute prendre du temps. L'exploitation des gisements sous-marins avec des profondeurs d'eau entre 500 et 1500 m environ (et pour des profondeurs de couches sédimentaires pas trop élevées, moins de 4000 m) a nécessité un temps de mise au point technique de l'ordre de 20 ans. Cependant ce type d'exploitation connaît maintenant des débits avec une croissance annuelle de 15 à 20 % (encore modeste à 3,6 Mb/j en 2005). Le même processus de développement se produira probablement pour les bassins arctiques, sauf grave crise économique. Il a d'ailleurs déjà commencé avec les nouvelles exploitations dans la mer de Barents en Norvège et en Russie (champs de Snhovit et Prirazlomnya).

Le coût énergétique d'extraction, de transport et de raffinage des bruts est de l'ordre de 5 à 10 %. Il est donc modeste et cela constitue un des grands avantages du pétrole brut. Ce coût présente cependant une tendance à la hausse en raison de forages plus profonds et des pétroles bruts plus pauvres en H nécessitant un enrichissement en raffinerie.

Les pétroles bruts représentent une production de presque 72 Mb/j sur 81 Mb/j en 2005 ou 26 Gb/a (données de USEIA, auxquelles a été retiré la part des bitumes, 1,6 Mb/j). Nous allons prendre leur propriété moyenne égale à celle du pétrole de référence,  $d = 0,857$ , pouvoir calorifique = 1 tep/t ou 0,135 tep/b, H/C = 1,85.  $P(2005) = 3,55 \text{ Gtep}$ ,  $\Sigma P_{2005} \approx 1000 \text{ Gb}$  ou 135 Gtep. Après la 2<sup>e</sup> guerre et jusqu'à environ 1973, la production de pétrole brut, à peu près confondue avec celle du pétrole, croissait avec un taux de l'ordre de 7% par an. Après une phase de diminution entre 1979 et 1985 suite aux tensions internationales (de env. 62 Mb/j à 52 Mb/j), la production a augmenté jusqu'en 2002 avec un rythme de moins de 1 % par an. Ce rythme a accéléré ensuite avec un taux de plus de 3% par an suite à une forte demande. Depuis début 2005 cette production stagne en moyenne (d'après USEIA), malgré la forte demande que reflètent les prix élevés.

Les quantités totales  $Q$  de cette catégorie qui seront extraites sont estimées à 2000 Gb ou 270 Gtep par J. Laherrère en utilisant l'extrapolation asymptotique de la courbe d'écrémage des découvertes annuelles au niveau du monde. Le point de déplétion moitié de la production de pétrole brut serait donc déjà atteint. Ce point correspond, d'après le modèle de M. K. Hubbert, au maximum de sa production, ce qui serait en cohérence avec le plafonnement de production observé. La courbe d'écrémage est construite à partir des estimations des réserves  $Q_{\text{champ}}$  de tous les champs connus, c'est-à-dire la quantité totale de pétrole récupérable pour chacun d'eux. Elles sont obtenues à partir de distributions de probabilité construites avec les mesures et leurs incertitudes des caractéristiques des roches réservoirs des champs. Elles sont déterminées lors des phases d'estimation (études sismiques 3D, diagraphies, études de carottes, test de production...). Des réévaluations en cours de production du champ réduisent les incertitudes, jusqu'à la fin d'exploitation du champ où  $Q_{\text{champ}}$  devient parfaitement connu. La valeur la plus fiable de  $Q_{\text{champ}}$ , et celle qui évite des biais statistiques lors des ajouts des différents  $Q_{\text{champ}}$ , correspond à la probabilité médiane de la distribution cumulée (50 % de chance d'être atteinte ou dépassée).

Il est souvent observé des augmentations de  $Q_{\text{champ}}$  lors des réévaluations. Cet ajout a donné lieu au vocable tendancieux de croissance de réserve. On peut lui attribuer deux causes : une sous-estimation initiale des hydrocarbures en place dans les roches réservoirs et une amélioration non prévue des taux de récupération. Examinons ces deux points.

La sous-estimation résulte de la difficulté d'estimer les réserves, en particulier sur les grands champs composés de plusieurs roches réservoirs. Par le passé leur richesse était suffisante pour décider une exploitation avant d'achever leur étude. Par prudence les ingénieurs reportaient les valeurs les plus sûres, c'est à dire avec une probabilité bien supérieure à 50 % d'être atteinte ou dépassée. Cette prudence a été amplifiée par des considérations financières et politiques (suivre des règles comptables trop strictes, réduire les taxes liées aux réserves...). Actuellement la meilleure connaissance des roches réservoirs avec l'expérience, l'amélioration de la précision des mesures (sismique 3D) et la faible taille des nouveaux champs réduisent cette contribution. La tendance est plutôt à surestimer sous l'effet de pressions économiques et politiques (rassurer les marchés, augmenter sa part de production pour les pays exportateurs en augmentant ses réserves...).

Les méthodes de récupération assistée – injection d'eau et/ou de gaz pour maintenir la pression des fluides du réservoir –, qui peuvent être efficaces si associées à un débit modéré, font maintenant partie de la routine (plus de 60 % de la

production) et leurs effets sont pris en compte dans l'estimation des réserves. Les méthodes améliorées – injection de gaz miscible comme CO<sub>2</sub>, de tensioactifs, de vapeur... qui cherchent à modifier les propriétés physiques du pétrole ou de l'eau pour un meilleur drainage – peuvent encore augmenter le taux de récupération. Leurs apports restent faibles malgré les nombreux essais depuis les années 60, en particulier aux EUd'A (il leur est attribué une production de 2 Mb/j sur une production totale de plus de 80 Mb/j). La méthode la plus efficace est celle consistant à injecter de la vapeur. Elle est employée pour la récupération de pétroles très visqueux. Sauf si déjà appliquées, ces méthodes ne sont pas tenues en compte pour estimer  $Q_{\text{champ}}$ . Elles se développeront sans doute avec le surenchérissement du prix du pétrole. Mais les moyens nécessaires, le coût énergétique (compression des gaz, production de vapeur sous pression...) et leur mise en œuvre tardive limiteront probablement leur portée à réduire le déclin de production mondiale.

Les données techniques que J. Laherrère utilise pour construire la courbe d'écrémage proviennent des sociétés d'information pétrolière IHS Energy et WoodMackenzie, complétées par celles d'autres sources comme les compagnies pétrolières et les agences gouvernementales. Il a dû faire des ajustements pour expliquer les différences ou incohérences qui pouvaient exister entre les différentes sources de données. IHS Energy et W.M indiquent en principe  $Q_{\text{champ}}$  obtenue avec la probabilité de 50 %. J. Laherrère s'assure de cette valeur pour les champs en déclin avancé à partir de leur profil de production. Bien qu'utilisant une probabilité médiane pour ses estimations de réserves, IHS indique un apport positif de 8 Gb des réévaluations en 2005. Mais parties de cette valeur peuvent provenir d'une mise à jour de sa base de données des champs ou d'une surestimation de sa part, malgré sa volonté de rigueur. IHS estime ainsi  $Q_{\text{champ}}$  du plus grand champ, Ghawar en Arabie Saoudite, à 147 Gb, bien plus élevé que les estimations des gérants du champ dans les années 70 (de l'ordre de 80 Gb, d'après M. Simmons, *Twilight in the desert*, 2005). Dans un rapport récent IHS indiquait un potentiel de 100 Gb dans la partie ouest de l'Irak, alors que les études de prospection réalisées à cet endroit (forages, sismiques...) n'envisagent tout au plus que 2 Gb (M. Al Hussein et S. Al Hussein, O&GJ, 2 July 2007).

L'extrapolation de la courbe d'écrémage jusqu'à une asymptote permet de déduire la quantité de pétrole brut non encore connu mais récupérable une fois découvert. En prolongeant la tendance sur plus 50 ans avec des fonctions logistiques, J. Laherrère estime cette quantité à environ 180 Gb fin 2005. Pour faire cette analyse il est important de dater correctement la découverte des réserves. La règle que défend ASPO et qu'appliquent aussi, entre autres, IHS et ExxonMobil, est de reporter les réserves  $Q_{\text{champ}}$ , réévaluations incluses, à l'année de la découverte du champ. Avec cette règle la tendance montre une baisse progressive depuis les années 60 des quantités découvertes annuellement.

Cela correspond aussi à une réduction progressive du nombre de bassins sédimentaires non encore prospectés (une quinzaine autour du pôle Nord par rapport au plus de 600 que compteraient la Terre, et quelques uns aux grandes profondeurs d'eau) ou du nombre de nouvelles couches géologiques susceptibles de contenir des roches réservoirs dans des bassins déjà exploitées (possibilités de gisements sous-marins en eaux profondes et/ou gisements à plus de 5 km de la surface de la croûte terrestre). Un nouveau cycle de découvertes est possible (par exemple des gisements sous-marins profonds sous les couches de sel, ou des gisements dans des couches géologiques profondes bouleversées par des

événements tectoniques, près de montagnes) avec une ou des années fastes comparables à 2000, année cumulant un cycle de découvertes dans les grands fonds et en mer Caspienne. Cependant à chaque cycle, les quantités découvertes sont plus faibles. Or les quantités découvertes en 2000 avaient tout juste permis de compenser celles extraites. De plus ces zones prometteuses sont difficiles d'accès et demandent une phase de perfectionnement des techniques avant une phase de développement, l'ensemble devant probablement prendre 10 à 20 ans. Enfin leurs caractéristiques géologiques indiquent souvent un potentiel gazier plutôt que pétrolier. Les quantités découvertes annuellement (d'après IHS) représentent actuellement moins du tiers du pétrole brut extrait par an.

#### **5.4 Les pétroles extra-lourds et les bitumes**

La production actuelle comprend celle de deux grandes régions, l'Orénoque au Venezuela et l'Alberta au Canada. Le pétrole très visqueux de quelques champs en production en Californie, en Indonésie et au Venezuela fait partie de ces pétroles, mais, en terme de réserves, son poids est négligeable. Il existe d'autres régions dans le monde possédant des dépôts de bitumes (en Russie, Nigéria, Etats-Unis...) non exploités et en général plus petits que ceux d'Orénoque et d'Alberta (quantité en place de l'ordre de 300 Gb ou 50 Gtep contre 3000 Gb ou 450 Gtep d'après IHS).

Ces pétroles résultent très souvent de la dégradation au cours du temps de pétrole contenu dans des roches réservoirs trop proches de la surface pour que le pétrole ne se conserve longtemps. Ils sont pauvres en H (H/C environ 1,5) et par contre riches en éléments sources de pollution comme le soufre (6 % en masse en Alberta) et les métaux lourds (Nickel, Vanadium).  $d = 1,0$  et le pouvoir calorifique = 0,15 tep/b ou 0,95 tep/t. Ils sont très visqueux, voire solides si la température de la roche est faible comme en Alberta. Malgré des perméabilités de roches très élevées (souvent plus de 1 darcy), l'extraction est plus difficile et coûteuse que pour le pétrole brut. S'ils ne sont pas trop visqueux – inférieure à 3000 cp, en général cas du pétrole dans les roches les plus profondes – ils peuvent être drainés à l'aide de puits horizontaux et de pompes. Ce procédé est économique d'un point de vue financier et énergétique (2 % du pouvoir calorifique) mais a un taux de récupération entre 5 et 10 %. Le sable riche en bitume (plus de 10 % en masse), s'il est très proche de la surface (moins de 80 m), peut être extrait par des excavations à ciel ouvert comme dans le bassin d'Athabasca en Alberta. Le bitume est séparé du sable en utilisant de la vapeur. Le taux de récupération atteint 85 %. Le coût énergétique d'extraction est de l'ordre de 10 % du pouvoir calorifique. Les gisements trop profonds – la plus grande partie en Alberta – est exploitable par des méthodes thermiques d'injection de vapeur comme le drainage par gravité au moyen de vapeur (DGMV ou SAGD en anglais). Les taux de récupération varient entre 25 et 50 % suivant la qualité de la roche (perméabilité, hétérogénéité...). Les coûts énergétiques d'exploitation sont proportionnels à la quantité de vapeur nécessaire, un peu plus de 20 % du pouvoir calorifique du bitume dans le cas où 2,5 kg de vapeur sont utilisés par kg de bitume récupéré. Les quantités de vapeur sont souvent plus élevées. Du fait des caractéristiques chimiques des bitumes, il est de plus en plus nécessaire de les préraffiner avant envoi en raffinerie (cokéfaction et hydrotraitement). Le coût est de l'ordre de 10 % du pouvoir calorifique du bitume dont une très grande partie sous forme de gaz naturel. Le pétrole obtenu est ensuite raffiné avec le pétrole brut classique (avec un coût de 5 % du pouvoir calorifique environ). Le préraffinage laisse beaucoup de résidus (coke) et de soufre dont on ne sait, pour l'instant, que faire

(pour 10 t de bitume préraffiné en Alberta environ 0,4 t de S et 2,5 t de coke de pétrole, résidu solide avec H/C = 0,5 et jusqu'à 10 % en S).

La production de pétrole bitumineux en Orénoque et Alberta a représenté en 2005, respectivement, 250 Mb/a et 400 Mb/a, ou 100 Mtep/a au total. La production cumulée  $\Sigma P_{2005}$  atteint 1 Gtep pour ces deux régions. L'Alberta Energy & Utility Board – AEUB – estime les quantités de bitume en place en Alberta à 1700 Gb (ou 250 Gtep). En considérant les gisements suffisamment riches (épaisseur cumulée supérieure à 3 ou 15 m, suivant la méthode utilisée, et avec une concentration supérieure à 6 % en masse), et en tenant compte des taux de récupération pour chaque méthode, la quantité Q récupérable serait de 180 Gb (ou 27 Gtep). 35 Gb ou 5,3 Gtep ont été et seront récupérés par excavation. C'est le procédé qui connaît le plus fort développement, mais qui ne pourra fournir dans l'avenir qu'une quantité limitée de bitume (équivalente à la consommation mondiale en pétrole de l'année 2005). La production de bitume par ce procédé devrait plafonner vers 2015 à 1,8 Mb/j ou 100 Mtep/a d'après AEUB. Parmi les autres procédés, le drainage par vapeur est le plus prometteur, le procédé par drainage classique récupérant trop peu de pétrole. Il coûte cependant cher en énergie, en particulier en gaz naturel. Or depuis 2002 la production de gaz naturel du continent nord américain semble avoir son maximum (BP review 2007). La seule alternative, pour l'instant, est de gazéifier sous vapeur le coke de pétrole (il est fait mention d'utiliser la chaleur de centrales nucléaires mais aucune décision ne semble avoir été prise à ce sujet). Ce procédé nécessite un important investissement en matériel et personnel qualifié, ce qui ralentit son développement. Il est en outre fort émetteur de CO<sub>2</sub>. Bien qu'il soit possible de le piéger, cela n'est pas réalisé pour éviter un surcoût financier et énergétique. Les procédés utilisés en Alberta sont aussi très consommateurs d'eau, représentant une autre limite à leur extension. AEUB prévoit une production totale de bitume en 2015 de 2,8 Mb/j, ou 150 Mtep/an, tenant compte de ces limitations.

La compagnie d'état Petroleos de Venezuela, PDVSA (voir son site), estime à 1350 Gb (~200 Gtep) le pétrole en place dans la ceinture pétrolière d'Orénoque. Du fait d'une composition chimique moins riche en composés lourds et de températures de roches réservoirs plus élevées (dues en partie à la profondeur, plus de 500 m), le bitume, ou plutôt pétrole extra-lourd, en Orénoque présente une viscosité *in situ* plus faible que celui d'Alberta, tout en étant supérieure à 1000 cp. De ce fait les procédés d'extraction actuels utilisent le drainage par puits horizontaux et avec pompes de fond. Le taux d'extraction est faible, moins de 10 %. PDVSA a le projet ambitieux d'augmenter ce taux à l'aide de méthodes thermiques. Leur implantation nécessite au préalable un inventaire des roches réservoirs et de leurs caractéristiques (géométrie, profondeur, hétérogénéité, concentration en pétrole, présence d'autres fluides...). Par ce travail PDVSA pense faire passer les réserves de 35 à 235 Gb (sic), ou de 5 à 35 Gtep. Par la suite, avec l'aide d'autres compagnies, compagnies nationales hors de l'OCDE et dont la compétence pour ce genre d'exploitation est faible, PDVSA **espère** obtenir une production supplémentaire de bitume préraffiné de 0,60 Mb/j en 2013, s'ajoutant au 0,60 Mb/j actuels, soit donc 65 Mtep/a.

## 5.5 Bilan entre nouvelles capacités et déclin des anciennes

La méthodologie pour déterminer la production future à partir des réserves et de courbes d'extrapolation, inspirée du travail de M. K. Hubbert, ne permet pas de réduire l'incertitude sur la date de survenue du maximum à moins de 5 ans. Il est possible d'être plus précis sur cet événement, s'il survient à l'horizon des cinq à sept

prochaines années. Sur cette période il est établi un bilan annuel de production entre la production ajoutée par les nouveaux champs exploités et celle perdue par déclin des anciens. Le bilan passe de positif à négatif au maximum. Il n'est ainsi pas besoin d'utiliser les réserves, sources d'incertitude. Cette approche tient compte aussi des contraintes logistiques, politiques etc. C. Skrebowski est celui qui a le plus développé cette approche. Il a dressé la liste des nouvelles capacités de plus de 40 kb/j mises en ligne entre 2005 et 2012 (Petroleum Review, fév. 2007 et antérieurs). La capacité correspond au maximum de débit prévu. Les capacités supérieures à 40 kb/j nécessitent un délai de planification et de réalisation d'au moins 5 ans ce qui permet d'établir une liste assez exhaustive sur cette durée. Ce travail dépend aussi de la qualité des informations, ce qui occasionne quelques incertitudes. Les petites capacités représentent moins de 0,35 Mb/j en 2006 et 2007, d'après une liste très exhaustive pour ces deux années établie par ASPO Netherland (*oil supply analysis 2006-2007*, oct. 2006 ; leur liste présente des petits désaccords avec celle de C. Skrebowski). Ces listes incluent les nouvelles capacités de LdeGN et de pétrole bitumineux (environ 0,45 Mb/j pour 2006). D'après C. Skrebowski, les nouvelles capacités ajoutées de 2007 à 2010 inclus varient entre 4 et 5 Mb/j par an, ou 200 à 250 Mtep/an. Elles sont supérieures aux quantités pour 2005 (2,6 Mb/j) et 2006 (entre 2,6 et 3,1 Mb/j). Cependant les quantités décroissent après 2010 avec moins de 3 Mb/j en 2012. Selon IHS les réserves des champs connus mais non encore exploités ne représentaient en 2005 que 10 % des réserves totales restantes, avec une tendance à la baisse. En outre il s'agit surtout des petits champs -  $Q_{\text{champ}}$  moins de 100 Mb -, qui nécessite en général plus de délais de développement et de moyens à même capacité. La baisse de projets s'expliquerait par cette tendance de fond. Les valeurs de capacité sont réduites de 10 à 20 % pour tenir compte des retards de construction et du décalage entre production annuelle réelle et valeurs de capacité. Les difficultés techniques à développer les nouveaux projets amènent souvent de mauvaises surprises (champs Thunderhorse, Kashagan....).

L'autre volet du bilan de capacités - les pertes - est encore plus difficile à estimer. Ces pertes sont surtout imputables au déclin de production du pétrole brut. D'importants organismes ou sociétés avancent des taux de déclin des capacités existantes, i.e. avant ajout de nouvelles capacités ou déclin brut, de 5 % à 8 % par an (IHS, l'AIE, ExxonMobil, Schlumberger...). Un déclin de 5% par an impliquerait une perte annuelle de capacité d'environ 4 Mb/j (ou 0,20 Gtep/a), ce qui est un peu plus élevé que la valeur obtenue en regardant la variation annuelle de la production totale et en retirant la contribution des capacités installées dans le même temps (voir ci-dessous). Ces taux concerneraient des régions et des champs déjà « matures », c'est-à-dire de production en déclin. Nous allons estimer ces déclins bruts de production en utilisant les données mensuelles de l'USEIA depuis janvier 2005. Elles comprennent les trois catégories de pétrole (somme de la production des LdeGN et de celle du pétrole brut qui inclut condensat et bitumineux). Sur un an ces valeurs sont très proches de celles données par BPreview. La production mondiale a été de 81,0 Mb/j au début de 2005, 81,4 Mb/j au début de 2006 et 80,9 Mb/j au début de 2007. Dans le même temps 2,6 Mb/j de grandes capacités ont été ajoutés en 2005 (plus 0,4 environ de petites capacités) et entre 2,6 Mb/j et 3,1 Mb/j de grandes capacités en 2006 (plus 0,4 environ de petites capacités). Pour 2006 nous prendrons la valeur la plus faible, ce qui minimise le déclin. Les pertes durant 2005 auront été donc de 2,6 Mb/j. Sur cette période presque 0,3 Mb/j ont été perdus à cause des cyclones dans le Golfe du Mexique. Si nous considérons que ces pertes ne



participent pas du déclin naturel, les pertes totales seront de 2,3 Mb/j (ou - 2,8 % de la production totale). Dans ce cas le rétablissement ultérieur des capacités endommagées est équivalent à l'ajout de nouvelle capacité. On peut appliquer cette règle à d'autres événements indépendants d'un déclin naturel (politiques, économiques...) affectant la production des capacités existantes de manière durable, c'est-à-dire sur plus d'un an. Leur estimation peut être délicate, comme cela est vu plus loin à propos des décisions de l'OPEP. Pour 2006 les pertes seraient de 3,5 Mb/j auxquelles on ajoute 0,2 Mb/j correspondant au rétablissement d'une partie des capacités interrompues par les cyclones, soit donc 3,7 Mb/j (ou - 4,5 % de la production totale). Une partie de ces pertes serait liée au mouvement de guérilla dans le delta du fleuve Niger au Nigeria qui a obligé à fermer certains champs. D'après l'USEIA (country analysis briefs) et l'AIE (medium term oil market report, july 2007), ces pertes non liées à un déclin naturel seraient d'environ 0,5 Mb/j entre jan. 2006 et jan. 2007. Une autre partie des pertes pour 2006 proviendrait de la décision de l'OPEP en novembre 2006 de réduire la production pour soutenir le prix de vente du pétrole. Cette part concernerait au plus 0,8 Mb/j, réduction supportée pour la plus grand part par l'Arabie Saoudite. Les pertes pour 2006 ne seraient alors que de 2,4 Mb/j, en légère hausse par rapport en 2005. Cependant la réduction saoudienne pourrait avoir une origine naturelle, si on examine plus en détail son profil de production depuis 2004 (analyse faite par un des éditeurs du forum de discussion sur l'Internet The Oil Drum, voir leur site pour les détails). En effet le déclin serait antérieur à la décision de l'OPEP et aurait même débuté alors que les prix étaient très élevés en 2006 (ce que confirment d'autres sources de données mensuelles, AIE oil market report, OPEP monthly market report...). Il pourrait être du au déclin de production des parties les plus prolifiques du champ Ghawar, qui assurait encore en 2004 55 % de la production saoudienne. Ce déclin se poursuit encore en 2007. En considérant une partie de ces pertes comme naturelle cela indiquerait une augmentation du déclin brut mondial de 2005 à 2006. C. Skrebowski intègre cette évolution dans son modèle avec un déclin augmentant progressivement entre 2005 et 2012. Ses valeurs initiales sont cependant plus faibles que celles déterminées au dessus : -1,3 Mb/j en 2005 et -1,8 Mb/j en 2006. Il extrapole les pertes à -2,5 Mb/j en 2007 et jusqu'à -3,5 Mb/j en 2012 ou - 4 % de la production d'alors, environ 86 Mb/j. Son maximum se produit en 2011 à environ 86 Mb/j (hors autres contributions d'hydrocarbures). Si ses valeurs de déclin s'avèrent trop faibles le maximum aura lieu plus tôt.

Il est inquiétant de voir aussi les déclins bruts de production de certain pays. La production du Royaume-Uni présente un déclin brut de 15 % par an depuis 2002, et, faute de réserves, un déclin net de presque 10 % depuis 2003 (en examinant directement les données champ par champ mises en ligne par le Department of Trade and Industry). Celles du Brésil et de l'Angola présentent un déclin brut de 10 % et 5 % par an respectivement (en combinant les données de USEIA entre janvier 2005 et jan. 2007 et celles de C. Skrebowski). Ces deux pays présentent néanmoins une croissance nette de production grâce au développement important de leur gisements sous-marins, souvent dans les grands fonds. Ces trois producteurs de gisements sous-marins peuvent être vus comme à des stades différents de production d'un même cycle d'évolution, le Royaume-Uni étant le plus avancé tandis que l'Angola étant au début. Cela laisse présager des déclins nets élevés pour ce dernier et le Brésil, et sans doute pour d'autres dans ce domaine.

Même l'Iran et l'Arabie Saoudite reconnaissent officiellement que sans le développement de nouvelles capacités, leur production de pétrole serait en déclin (avec un taux de 10 % et 2 % par an respectivement). Les données de l'USEIA entre jan 2005 et jan 2007 le confirment pour l'Iran, tandis que l'Arabie Saoudite présente une production diminuant de plus de 8% sur 2006, hors nouvelles capacités (voir aussi discussion précédente).

Cette augmentation de déclin peut s'expliquer par un déclin de production des champs exploités de plus en plus importants, en particulier des très grands champs. En 2004, cinq champs sur les quelques dizaines de milliers recensés assuraient 15 % de la production mondiale (Ghawar, Cantarell au Mexique, Burgan au Koweït, Rumaila en Iraq et Daqing en Chine). La production de ces champs est maintenant en déclin, officiellement pour les quatre derniers, très probablement pour le premier, malgré les efforts fournis (ou peut-être à cause ?), et avec un taux de déclin parfois élevé, 15 % par an dans le cas de Cantarell.

Cette étude montre que le bilan de capacité à l'échelle mondiale est serré. Il va être sensible aux retards ou annulations dus à différentes raisons, ainsi qu'à un possible accroissement du déclin de production avec la hausse de celui des grands champs.

## **5.6 Les contributions aux hydrocarbures liquides autres que le pétrole**

### ***5.6.1 Les gains de raffinage***

Dans les statistiques de production du pétrole données en volume apparaissent des gains de raffinage. Ces gains proviennent du fait que les pétroles bruts sont de plus en plus bitumineux. Ils sont plus denses et plus énergétiques par unité de volume, mais avec H/C plus faible. Pour obtenir la même qualité et quantité de produits dérivés, il est nécessaire d'augmenter ce taux soit en les hydrogénant (lors du procédé d'hydrocraquage ou lors de la désulfuration par apport de H<sub>2</sub> obtenu de plus en plus par reformage de gaz naturel) soit en retirant du C sous forme de coke lors du procédé de cokéfaction. Les premiers procédés augmentent le volume final, et peu la masse, tandis que le second réduit surtout la masse. Dans le bilan global, par rapport au volume de dérivés obtenus le volume de brut riche en bitume devient équivalent à un volume de brut classique plus élevé. La différence entre les deux volumes correspond au gain. Le fait de mesurer production et réserve en énergie – en tep –, tenant compte des différences entre catégories de pétrole réduit cet apport.

### ***5.6.2 Les schistes bitumineux***

Du pétrole est obtenu à partir d'un craquage thermique industriel du kérogène. Le kérogène est de la matière organique fossile solide ayant subi un craquage thermique naturel très incomplet et n'ayant pas migré par conséquent. Elle est riche en H (H/C de l'ordre de 1,8) et est contenue dans des roches sédimentaires argileuses – dites aussi schistes bitumineux – comme celles du centre ouest des EUd'A. Les schistes ont été exploités comme combustible et comme source de pétrole depuis le 19<sup>e</sup> siècle. La production de pétrole à partir de cette substance reste actuellement négligeable (0,6 Mtep) et le restera pour au moins les dix ans à venir. Elle pourrait se développer dans un avenir plus lointain.

### ***5.6.3 Les apports d'autres énergies primaires***

Les économistes incluent de plus en plus dans la production de pétrole des hydrocarbures liquides obtenues à partir d'autres énergies primaires que le pétrole (si on s'en tient à la nomenclature proposée par l'AIE elle-même). Ce point de vue se défend si on se place du côté de la demande, l'énergie primaire à l'origine de ces hydrocarbures liquides important peu. Ces produits peuvent être actuellement classés en deux types :

- Ceux qui sont obtenus par voie thermo-chimique. Leurs caractéristiques sont proches de dérivés pétroliers,
- Ceux qui sont obtenus directement ou par voies biochimiques de produits agricoles, les agrocarburants. Leurs molécules contiennent plus ou moins des atomes d'oxygène, ce qui les rend moins denses en énergie que les dérivés pétroliers (0,081 tep/b ou 0,64 tep/t pour l'éthanol, 0,12 tep/b ou 0,90 tep/t pour les esters d'huiles végétales).

Le procédé thermo-chimique le plus utilisé consiste à produire un gaz riche en dihydrogène  $H_2$  et oxyde de carbone  $CO$  à partir de l'hydrocarbure de base (reformage pour le gaz naturel, gazéification sous mélange de vapeur et d'oxygène pour le charbon et la biomasse), puis à les faire réagir sur un catalyseur pour obtenir des hydrocarbures liquides (synthèse dite de Fischer-Tropsch, du nom des découvreurs allemands du procédé en 1926). Ils subissent enfin un hydrocraquage pour obtenir des dérivés plus conformes à la demande. Les dérivés ont l'avantage de ne contenir presque pas de S, éliminé en amont de la synthèse pour éviter l'empoisonnement des catalyseurs. Il existe des procédés plus directs en particulier appliqués au charbon. Cependant leur maîtrise industrielle n'est pas encore garantie, bien qu'une usine utilisant un de ces procédés soit en construction en Chine. Sont ainsi transformés en liquide le gaz naturel (GTL, moins de 2 Mtep en 2004), le charbon (CTL, 7 Mtep en 2004 produits entièrement par la compagnie Sasol en Afrique du Sud avec le procédé F-T) et la biomasse (BTL, prototypes). Nous désignerons l'ensemble de ces filières et leurs produits par XTL. Des usines de GTL sont en construction ou en projet, en particulier au Qatar. Vers 2015, la capacité de production GTL devrait être de 0,45 Mb/j ou 20 Mtep/a (Oil&Gas Journal 19 mar. 07 ; suite à des annulations et à des mises en attente, les perspectives initiales de 0,85 Mb/j ont été réduites). Des usines CTL sont en construction en Chine et en projet aux EUd'A. La capacité attendue en 2015 d'après USEIA est d'environ 0,8 Mb/j ou presque 40 Mtep/an. Il est donc prévu pour 2015 moins de 60 Mtep/an pour les filières XTL.

Le procédé de conversion est en outre coûteux en énergie. Pour le GTL le coût du seul procédé représente presque 50 % du pouvoir calorifique du gaz naturel. Pour nombre de producteurs, dont le Qatar, le gaz naturel devient trop précieux pour ce genre de transformation (utilisation dans les centrales électriques, pour le dessalement d'eau de mer, dans les usines de production d'engrais azotés, en pétrochimie...). Le coût de la conversion pour le charbon varie de 40 %, procédé direct, à plus de 75 % pour un procédé indirect incluant les coûts de piégeage du  $CO_2$  (de l'ordre de 60 % sans ce coût). Ces coûts n'incluent pas ceux d'extraction, traitement et transport. La même question de rentabilité énergétique du GTL pourrait aussi se poser pour le CTL.

La production d'éthanol à partir de l'amidon de céréales ou des sucres de plantes sucrières, et celle d'esters d'huile végétale restent marginales (20 et 3 Mtep en 2005 respectivement, dont 7,5 Mtep aux EUd'A où la production d'éthanol connaît

un taux de croissance de 20%/a depuis 2001). Les coûts de production sont très variables. Avec le maïs aux EUd'A, le taux de dépenses varie entre 85 et 115% suivant les pratiques agricoles. La barre haute résulte du pompage d'eaux à partir de nappes souterraines dans certaines régions productrices (partie des états du Nebraska et du Kansas). Plus des deux tiers des coûts sont sous forme de gaz naturel. L'industrie de l'éthanol aux EUd'A s'est développée grâce aux subventions publiques, mais à cause du manque de terres arables propices au maïs et de l'enchérissement du gaz naturel il lui sera de plus en plus difficile de continuer sa croissance. Les huiles végétales et l'éthanol à partir de canne à sucre ont des coûts plus faibles de l'ordre de 35 et 15 % respectivement (cette faible valeur est obtenue au Brésil par l'utilisation des résidus de la canne à sucre comme combustible dans un procédé de cogénération). Les carburants agricoles sont d'autre part limités par les surfaces arables disponibles, destinées avant tout à l'alimentation. Pour 1 tep/a d'huile végétale, il faut presque 1 ha tandis qu'1 tep/a d'éthanol nécessite 0,55 ha de maïs et 0,27 ha de canne à sucre (le climat tropical permet un rendement agricole plus élevé). Le Brésil, grâce à ses terres et sa faible consommation par habitant, peut espérer couvrir ses besoins. En France, pays disposant d'une surface agricole importante, de 1 à 2 Mha de surface agricole sont disponibles pour les agrocarburants. Le pays a consommé environ 45 Mtep de carburants en 2005. La transformation de végétaux lignocellulosiques - bois, paille, déchets végétaux... - en agrocarburants permettrait d'utiliser des ressources plus abondantes et non alimentaires. Il existe plusieurs procédés, biochimiques, thermochimiques, dont BTL, ou associés, mais ils restent encore du domaine de l'expérimentation (voir les biocarburants par D. Ballerini éd. Technip 2005). Il faut s'attendre donc à une diminution du taux de croissance actuel de la production, un peu moins de 20 % par an. Avec 15 % par an la production atteindrait presque 100 Mtep en 2015.

### 5.7 Bilan sur la production de pétrole

Le tableau 2 récapitule les différentes contributions à la production des hydrocarbures liquides en 2005 et donne les estimations pour 2015 d'après les informations indiquées précédemment. Le tableau met en évidence le poids élevé du pétrole brut dans la production totale. Si la production du pétrole brut amorce son déclin avant 2015 (ce que suggèrent certaines données récentes), les productions des autres catégories – LdeGN, bitumineux... – auront encore un poids et un taux de croissance trop faibles pour pouvoir compenser longtemps ce déclin. En approximant leur évolution par un accroissement linéaire, on peut espérer un ajout annuel de capacité de ces catégories d'env. 30 Mtep/a face à une perte de 150 Mtep/an pour un déclin proche de 5% par an (ou 100 Mtep/a pour 3% par an).

En Gtep/a	LdeGN	Brut/condensat	Bitumineux	XTL	Agrocarburants
2005	0,27	3,6	0,10	0,01	0,025
2015	0,34	< 3,6 ?	0,22	0,06	< 0,1

Tableau 2 : contribution des différents hydrocarbures liquides, issus ou pas du pétrole, à la production de 2005 et prévisions pour 2015.

Dans ces conditions, il est difficile de croire que la production de pétrole va continuer de croître, voire même de rester stable jusqu'en 2015. Le plafonnement pourrait même avoir lieu avant 2010.

## 6. LE GAZ NATUREL

### 6.1 Introduction

Le gaz naturel a la même origine géologique que le pétrole, si on excepte une petite partie résultant de la fermentation bactérienne de la matière organique lors des premiers stades de l'enfouissement. Il se trouve souvent associé avec le pétrole dans la roche réservoir soit sous forme dissoute, mais se libérant en surface, soit sous forme de gaz. Il est aussi présent seul en l'absence de phase liquide (champs de gaz naturel ou réservoirs profonds d'un champ pétrolier composé de plusieurs réservoirs). Le gaz naturel *in situ* est un composé formé en proportion variable d'hydrocarbures gazeux aux conditions du réservoir, où le méthane est largement majoritaire, et d'autres gaz moins intéressants comme CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> ou H<sub>2</sub>S. Du fait de sa phase les taux de récupération du gaz sont très élevés – du moins pour les gisements classiques –, de l'ordre de 70 %, ce qui laisse peu de place pour des améliorations et des gains ultérieurs. En revanche sa phase lui donne une faible concentration énergétique par unité de volume aux conditions ambiantes (1000 fois moins que le pétrole). Cette caractéristique le rend coûteux à transporter et à stocker. Comme pour le pétrole les coûts énergétiques sont majoritairement ceux d'exploitation (consommation de gaz naturel pour compresser ou pour liquéfier par cryogénie, 12 % du pouvoir calorifique dans ce dernier cas, afin de concentrer le gaz pour son transport), tandis que les coûts financiers sont plutôt dominés par ceux d'investissement.

Avec l'épuisement des gisements classiques de gaz naturel dans certaines régions, l'exploitation de gisements de caractéristiques plus défavorables – ou gaz naturel non conventionnel – a débuté depuis plus de 30 ans, en particulier aux EUd'A. En nous limitant aux types de gisements pour lesquels des techniques de récupération fonctionnent même à l'échelle du prototype (en excluant ainsi les hydrates de méthane ou les gaz dissous dans l'eau sous pression), il s'agit :

- du gaz de charbon, riche en méthane et CO<sub>2</sub>, adsorbé sur les particules de charbon ;
- du gaz contenu dans des roches réservoirs de grès très compact (moins de 0,03 md ou avec une faible pression naturelle pour refouler le gaz) ;
- du gaz contenu et absorbé dans des roches d'argiles ou de schistes riches en matière organique et légèrement fissurées.

### 6.2 Données de production

Les quantités de gaz naturel correspondent à celles obtenues après traitement sur le champ, en ayant donc retiré toutes les pertes, les gaz réinjectés et les LdeGN. Toutes les données de volumes correspondent aux conditions ambiantes. P(2005) = 2,8 T.m<sup>3</sup>/a ou 2,5 Gtep/a (1 m<sup>3</sup> = 0,9 kep) en hausse de 2,5 % par rapport à 2004. L'AIE prévoit pour les années à venir une croissance de 2%/a. En 2005, la part non classique représente 0,20-0,25 T.m<sup>3</sup>/a, essentiellement aux EUd'A. ΣP<sub>2005</sub> = 92 T.m<sup>3</sup> (83 Gtep) d'après IHS Energy (84 T.m<sup>3</sup> d'après J. Laherrère), dont plus de 80 % depuis 1970. La part non classique représente entre 2,7 et 3 T.m<sup>3</sup> (ou 2,5 à 2,7 Gtep). Les quantités mise à jour par an marquent le pas surtout après la découverte, au début des années 70, du gigantesque champ de gaz naturel Dôme Nord/Pars Sud, à la frontière entre le Qatar et l'Iran – 55 T.m<sup>3</sup> –. Entre 2000 et 2004, moins de 2 T.m<sup>3</sup>/an de découvertes réelles ont été faites (IFP Panorma 2006 ; les plus grands

gisements ne dépassent pas 0,6 T.m<sup>3</sup>). Cependant de grandes découvertes dans des zones encore peu explorées (Arctique, couches profondes, grands fonds marins...) ne sont pas exclues.

Les échanges internationaux ont concerné un volume de 0,72 T.m<sup>3</sup> (0,53 par gazoducs, 0,19 par liquéfaction cryogénique, d'après BPreview 2006 ; la compagnie Cedigaz mentionne 0,84 T.m<sup>3</sup>) en croissance de 6 % par an. Bien que plus faible que pour le pétrole - env. 65% de la production -, cela représente quand même le quart du volume produit. Les coûts restent handicapant pour les longues distances (> 1000 km).

### **6.3 Réserve et future production de gaz classique**

IHS d'après ses données sur les gisements connus indique :

$$R_{2005} = 195 \text{ T.m}^3 \text{ ou } 175 \text{ Gtep} \quad \Sigma P_{2005} + R_{2005} = 260 \text{ Gtep} \text{ (} 290 \text{ T.m}^3 \text{)}$$

J. Laherrère obtient une quantité totale  $Q = 235 \text{ Gtep}$  (260 T.m<sup>3</sup>) à partir de l'extrapolation de la courbe d'écrémage (quantités découvertes cumulées en fonction du nombre cumulé des forages prospectifs, courbe construite avec des sources de données diverses IHS, WM, useia...). Il prévoit une production maximale de 3,3 Gtep/an (ou 3,6 T.m<sup>3</sup>/an) entre 2025 et 2030, c'est à dire dans moins de 25 ans si la croissance de la demande se poursuit.

Ces données de réserves mondiales cachent des disparités au niveau régional. L'Amérique du Nord a ainsi fortement entamé ses réserves. La production de gaz naturel conventionnel aux EUd'A est en déclin depuis 1973 et seule la production de gisements non classiques a permis de maintenir la production totale jusqu'en 2001. J. Laherrère montre qu'une baisse importante des découvertes dans les années 1980 (de 0,5 T.m<sup>3</sup>/a sur moins de 10 ans) risque de provoquer une chute de production aussi importante 23 ans après. De fait depuis 2001, la production totale tend à baisse malgré d'importants efforts de forage. Le Canada connaît aussi un déclin de production depuis 2004 qu'il cherche à compenser par l'exploitation des gisements de gaz de charbon.

L'Europe présente une situation assez proche avec ses principaux pays producteurs, centrés autour de la mer du Nord, présentant un déclin récent de production, sauf la Norvège.

Ailleurs, comme en Russie, le problème se pose en termes politique et financier pour développer les gisements connus et compenser le déclin de production de ceux exploités. Mais ces gisements, développés trop lentement au goût de certains, peuvent aussi constituer de précieuses réserves en temps de pénurie, à condition d'avoir une politique plus sage que celle des pays occidentaux.

### **6.4 Production et réserves de gaz non classiques**

L'exploitation des gisements non classiques nécessite une intense activité de forage (données suivantes d'après des présentations de IHS accessibles sur son site). Par la nature même de ces gisements, les débits initiaux par puits sont beaucoup plus faibles (1000 m<sup>3</sup> par jour, par puits, alors que sur le champ de Frigg en mer du Nord, dans les années 80, la productivité des puits était de plus de 2 millions de m<sup>3</sup> par jour). En outre ils déclinent très vite, de 30 à 40 % par an. Cette productivité serait même plus faible si les exploitants ne procédaient pas à une fracturation de la roche. Pour compenser le faible débit la densité de forage doit être

plus élevée ; un puits tous les 5 à 20 ha, au lieu d'un puits (vertical) tous les 200 ha sur Frigg. Les puits horizontaux, permettant une plus grande longueur de contact, sont de plus en plus utilisés malgré leur coût. Sur 39 000 puits forés aux EUd'A en 2005 – pétroliers et gaziers – plus de 14 000 ont été utilisés pour ces gisements non classiques. Or leur production représente moins de 0,20 Gtep/an pour 0,85 Gtep/an de pétrole et de gaz naturel produit. Dans sa revue *annual energy outlook* l'US Energy Information Administration indique en 2006 un arrêt de la croissance de la production des gisements non classiques, signe de certaines difficultés. Il prévoit cependant une reprise – à un taux plus faible – à partir de 2010. Cette reprise semble bien peu sûre, étant donné la difficulté de faire ce genre de prévisions et la tendance de cette administration à être trop optimiste (comme l'a montré ses prévisions pour le gaz depuis 1998). La société IHS avertit dans une de ses présentations que si aucun effort supplémentaire n'est pas fait pour augmenter le nombre de forages, la production risque de décliner.

Les dépenses énergétiques sont difficiles à estimer. Par la densité plus serrée de forages à creuser, par les travaux de fracturation de la roche et par la nécessité de pomper les fluides du sous-sol, eau présente et gaz, ces dépenses doivent être plus élevées que pour un champ de gaz naturel classique dont le coût total d'exploitation, d'extraction et de transport par gazoducs sur 1 000 km est d'environ 7 % du pouvoir calorifique du gaz naturel. Les incitations financières (réductions de taxes) permettent une certaine rentabilité financière.

Les estimations en terme de réserves sont très variables, faute d'avoir une idée précise des quantités en place et des taux de récupération possibles avec les techniques utilisées actuellement, même aux EUd'A, pays pourtant pionnier en ce domaine. La forme la mieux connue, le gaz de charbon, représenterait entre 10 et 20 T.m<sup>3</sup> de ressources aux EUd'A, hors Alaska. Elle est calculée à partir des estimations des ressources de charbon en place et en prenant une concentration d'environ 15 m<sup>3</sup>/t. De cette ressource, 0,45 T.m<sup>3</sup> ont déjà été extraits fin 2004. A la même date plus de 2,5 T.m<sup>3</sup> seraient techniquement encore récupérables dont 0,55 économiquement rentables. Après avoir connue une forte croissance, la production de gaz de charbon stagne depuis 2002, à moins de 0,05 T.m<sup>3</sup>/an, avec le déclin de celle d'importants gisements dont l'exploitation avait commencé au début de la phase de croissance à la fin des années 80 (bassin de San Juan).

Au niveau mondial J. Laherrère attribue à ces gisements une quantité Q de 80 T.m<sup>3</sup> (ou 70 Gtep) avec un faible taux de croissance. Ces gisements non classiques auraient ainsi une faible influence sur la date du maximum. Ils permettraient d'atténuer le déclin global de production.

## 7. LE CHARBON

### 7.1 Introduction

Il a une origine géologique proche du pétrole et du gaz à la différence importante qu'il s'agit des résidus solides et carbonés de la roche mère. Il est surtout issu de plantes terrestres qui se sont formées en abondance à partir de l'ère carbonifère, il y a 350 millions d'années. Au cours des âges géologiques suivants ont eu lieu plusieurs dépôts successifs, les plus âgés, ceux ayant en général subi une phase d'enfouissement plus longue et profonde, contenant les charbons de meilleure qualité (comme l'anhracite). Son exploitation se fait par extraction minière à ciel ouvert ou en galeries souterraines (peut être un jour par gazéification souterraine). Il est actuellement surtout utilisé dans les centrales électriques (presque uniquement à cycle de vapeur), et dans les hauts fourneaux sidérurgiques comme réducteur, après cokéfaction (les charbons de meilleure qualité étant réservés à cet usage). Le charbon est associé à la phase de démarrage et de développement de la révolution industrielle. Il a été la plus importante des énergies primaires jusqu'en 1960. Sa production a connu une phase de croissance jusqu'en 1914, interrompue ensuite par les guerres et la crise économique de 1929. Elle reprend en 1945 avec les besoins de la reconstruction. En 1955,  $P = 1,1$  Gtep et  $\Sigma P_{1955} = 55$  Gtep (tirée de l'article de Hubbert de 1956). Dans les années 90, sa production est restée stable à 2,2 Gtep/an. Depuis 2001, elle augmente de nouveau :  $P(2005) = 2,9$  Gtep, +5% par rapport à 2004 (BP statistical review of world energy 2006).  $\Sigma P_{2005} = 120$  Gtep, d'après l'institut allemand des géosciences, le BGR à Hanovre. Malgré son importance avant guerre, la majorité du charbon a été consommée cette dernière moitié de siècle. Un pays est principalement responsable de la forte hausse récente : la Chine. En 2005, sa production, comme sa consommation, ont été de 1,1 Gtep, plus de 10% par rapport à celles de 2004 (les données chinoises sur la production récente sont à prendre avec prudence comme le montrent les corrections de BP entre ses publications de 2004 et 2006 où  $P(2000)$  est passé de 0,50 à 0,65 Gtep).

### 7.2 Réserves

Deux principaux organismes fournissent des données sur les réserves restantes, le conseil mondial de l'énergie, CME, et l'institut allemand des géosciences, le BGR à Hanovre. Sur l'internet sont accessibles les données fin 1999, pour le premier et une version abrégée des données fin 2004, pour le second. Les définitions pour classer les réserves, suivant leur rentabilité et notre degré de connaissance de leurs caractéristiques, ne sont pas identiques entre les deux organismes. Les réserves prouvées du CME, publiées par BP review, sont soumises à des règles très strictes de rentabilité économique, du moins pour les pays qui acceptent les règles du libre-échange international. Les réserves allemandes sont passées ainsi de 22 Gtep à 2,5 Gtep (BP review, différence entre les publications de 2004 et de 2005). Celles du Royaume Uni ont été même divisées par presque 50 entre 1990 et 2005. De ce fait, les réserves prouvées données par BP, 270 Gtep (bitumineux) et 110 Gtep (lignite), risquent de sous-évaluer les quantités réellement récupérables. Le BGR indique des réserves de 500 Gtep (450 Gtep + 50 Gtep). Il applique aussi un critère de rentabilité économique mais inclut les réserves probables (obtenues à partir d'estimations moins précises que les réserves prouvées). A l'autre bout du spectre des estimations, le BGR indique les ressources de charbon en place, techniquement accessibles (dans le cas des bitumineux : profondeur des veines inférieure à 1800 m,



leur épaisseur supérieure à 0,6 m, gisements sous-marins exclus...) mais sans la restriction de rentabilité économique actuelle. Si les prix de vente du charbon augmentent de plusieurs fois ses cours récents – une hausse des prix a déjà commencé (voir BP review 2006) – certaines ressources deviendront des réserves, suivant le mécanisme cher aux économistes libéraux. Fin 2004, les ressources de charbon en place sont équivalentes à 3000 Gtep, principalement des bitumineux (2750 Gtep). Remarquons qu'à chaque enquête du BGR, ces valeurs de ressources diminuent. Il semble qu'une meilleure connaissance physique des gisements amène à diminuer les ressources techniquement accessibles (7700 Gtep fin 1980, 5600 Gtep fin 1988, 5300 Gtep fin 1993, 4700 Gtep fin 1997, 3200 Gtep fin 2001). Le BGR a amené à appliquer des critères de sélection plus stricts. Représentent-elles les quantités ultimement récupérables ? On parle beaucoup du procédé de gazéification *in situ* pour récupérer l'énergie des gisements profonds ou sous marins (O&GJ, 3 avril 2006 p51). L'idée de ce procédé est très ancienne et elle reste encore du domaine de l'expérimentation.

Sur les 3000 Gtep de ressources en place, 50 % serait récupérable (valeur souvent prise par l'industrie charbonnière) soit donc 1500 Gtep de réserves. Avec ce qui a déjà été produit, nous avons 1620 Gtep comme quantité totale récupérable Q. Il est amusant de constater que M. K. Hubbert en 1956 estimait la quantité Q à 1550 Gtep (en prenant son facteur de conversion de 0,59 tep/t), c'est à dire une valeur assez proche, étant données les incertitudes (voir graphe ci-dessous). Son estimation de P pour l'année 2000 en Gtep n'est pas éloignée de la valeur réelle. Cependant, la tendance actuelle conduit à une croissance plus rapide que sur sa courbe (simple fluctuation ou début d'une longue phase ?). M. K. Hubbert, prévoyant, avait averti que la forme de la courbe pouvait changer à même Q.

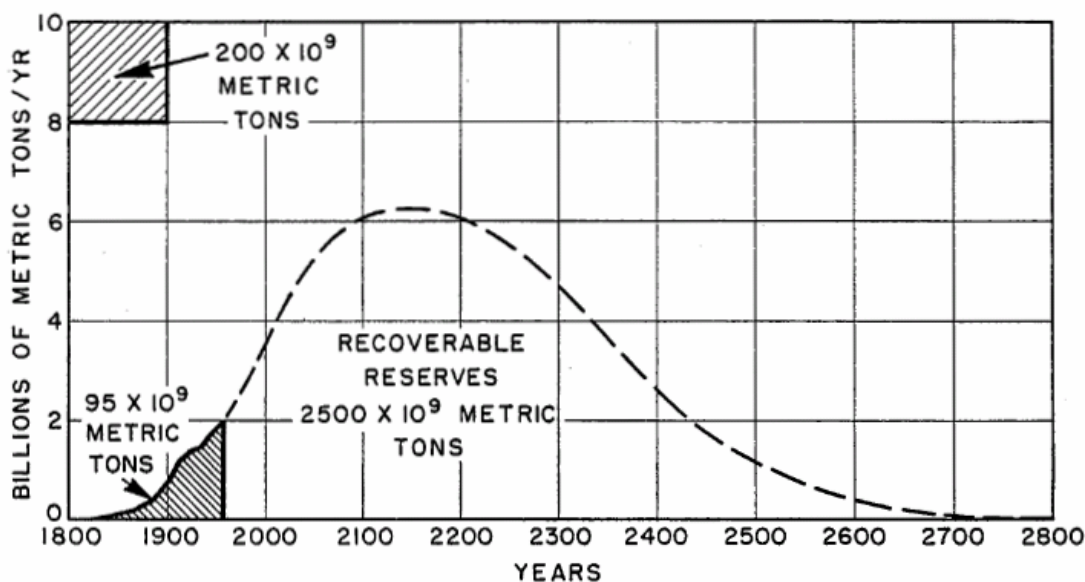


Figure 18 - Ultimate world coal production. The shape of the curve is variable but subject to the condition that the area under the curve cannot exceed thirteen squares.

Figure tirée de l'article de 1956 de M. K. Hubbert. Il prend 1 t = 0,59 tep.

Le rendement énergétique sera évidemment un critère important. Le ministère étasunien de l'énergie estime à 3% du PCS du charbon extrait le coût pour extraire et transporter le charbon utilisé dans ses centrales électriques. Le charbon étasunien

étant exporté, donc compétitif, il s'agit sans doute d'un charbon de bonne qualité (le charbon du Montana est un sous bitumineux mais avec encore un bon pouvoir calorifique, 20 GJ/t PCS brut, et peu soufré, 0,7 % en masse). De plus, la majorité des gisements sont à ciel ouvert ou à faible profondeur, ce qui réduit les coûts. Le transfert est bon marché car il se fait par rail.

### 7.3 Perspectives

Des trois combustibles fossiles le charbon est donc celui qui possède la plus grande réserve restante due à sa grande abondance géologique, même si elle n'est pas parfaitement connue (au moins 500 Gtep, peut-être 1500 Gtep,). Les menaces de pénurie qui se manifestent sur les deux autres formes d'hydrocarbures ont eu pour conséquence d'accroître le développement de sa production ces dernières années. L'AIE prévoit une croissance annuelle de 2 % jusqu'en 2030 dans son scénario de référence, mais en espérant aussi le même taux pour le pétrole et le gaz naturel. Si des pénuries se manifestent sur ces deux dernières énergies, le charbon pourrait être extrait à un taux plus élevé pour compenser ces pénuries à l'aide de transformations thermo-chimiques. C'est sans tenir compte de l'effet probable de l'émission de CO<sub>2</sub> sur le dérèglement du climat que nous sommes en train d'observer. La combustion du charbon émet presque deux fois plus de CO<sub>2</sub> que celle du gaz naturel et ces réserves, même en étant restrictif, sont bien plus élevées. Il est possible de piéger et de séquestrer le gaz, mais cela amène à des coûts supplémentaires en énergies, de 20 à 50 % du pouvoir calorifique, et des moyens logistiques, gazoducs, cavités de stockage permanent..., pas encore opérationnels.

Supposons, pour les extrapolations jusqu'en 2050, que le charbon fournit à la demande habituelle suivant le scénario de l'AIE, et qu'il doit aussi compenser le déclin de production du pétrole brut via le procédé CTL, le plus au point actuellement. Nous supposons ce procédé équipé des moyens de piégeage du CO<sub>2</sub>, comme ceux indiqués précédemment (voir partie pétrole). Le taux de dépenses est d'environ 80 % du pouvoir calorifique du charbon (en incluant les coûts d'extraction, transport...), alors qu'en comparaison l'obtention de diesel représente moins de 15 % de celui du pétrole. Il faut donc plus de 4 tep de charbon pour remplacer 1 tep de pétrole brut dans la production de carburant. Estimons les quantités de charbon à puiser dans les réserves restantes pour assurer la croissance de production prévue entre 2006 et 2050, en utilisant les séries à progression géométrique (croissance exponentielle). Avec 2 % par an les quantités de charbon extraites représenteraient :

$$3 \cdot [(1,02)^{45} - 1] / 0,02 = 215 \text{ Gtep}$$

Par ailleurs la quantité de pétrole brut nécessaire à la demande entre 2006 et 2050 d'après l'AIE serait :

$$3,6 \cdot [(1,02)^{45} - 1] / 0,02 = 259 \text{ Gtep}$$

En réalité la production de pétrole brut présentera un maximum et un déclin avant 2050. La réalité sera sans doute plus chaotique mais nous allons simplifier le profil pour quantifier les prévisions. On suppose que la production est constante entre 2006 et 2020 et décroît ensuite de 3 % par an. La quantité de pétrole extraite serait :

$$3,6 \cdot [2020 - 2006] + 3,6 \cdot [(0,97)^{30} - 1] / -0,03 = 122 \text{ Gtep}$$

Les 137 Gtep manquants seront compensés par une extraction supplémentaire de charbon et l'utilisation du procédé CTL « propre ». A cause des pertes de rendement, 550 Gtep seront nécessaires. Si le scénario de référence de l'AIE est

suivi et le déclin pétrolier compensé, plus de 750 Gtep de charbon seront donc extraits. Avec des réserves restantes estimées entre 500 et 1500 Gtep, on peut se demander si cette ponction est réalisable (mines de plus en plus inaccessibles...).