

L'avenir des ressources énergétiques à l'horizon 2030

Pierre Mauriaud¹.

Si beaucoup d'entre nous ont des idées sur l'industrie énergétique, peu, en fait, sont réellement familiers avec la réalité des chiffres que ce secteur représente au niveau mondial. L'idée est donc d'en préciser quelques uns et de donner, à partir d'eux, quelques tendances pour l'avenir. Cet article est basé sur une conférence donnée dans le cadre de l'*European Association of Geoscientists and Engineers Student Lecture Tour* 2009 et 2010. Elle a été préparée par MM. Pierre René Bauquis, Jean Marie Masset, de Total Professeurs Associés, Philippe Julien, Pascal Breton et moi-même, de Total E&P. Elle a déjà été présentée par ces auteurs dans une cinquantaine d'universités en Europe.

On développera successivement :

- Les besoins énergétiques dans l'histoire et l'évolution de la demande.
- Les composantes du marché pétrolier, la répartition de la production, des investissements, et l'évolution des prix.
- La notion de *Peak Oil*, de découvertes, de ressources, de réserves et la vision Total.
- L'énergie pour l'avenir : les contraintes climatiques, les besoins pour le transport et la production électrique, le besoin d'énergies nouvelles.

Les besoins énergétiques dans l'histoire et évolution de la demande

Pour espérer donner une tendance pour notre futur, il faut d'abord savoir tirer les leçons du passé. Il est facile de corréler la consommation d'énergie et la population mondiale et de découper notre histoire en grandes phases énergétiques.

Il y a 10 000 ans, la révolution néolithique nous a fait passer progressivement de chasseurs cueilleurs à agriculteurs. Durant cette première phase l'énergie provient de nos muscles, de ceux de nos animaux domestiques, et au mieux de quelques moulins à eau ou à vent. La population mondiale augmente régulièrement avec la disponibilité croissante de nourriture.

La phase suivante sera la révolution industrielle. Elle est marquée par la concentration de l'énergie par l'invention de la machine à vapeur par James Watt à la fin du XVIII^e. En parallèle à cette révolution, l'amélioration des conditions économiques et les progrès de la médecine

font que la population mondiale explose littéralement (Fig. 1). Si l'on est passé de 5 à 250 millions en 10 000 ans, il ne faudra que 200 ans pour passer de 1 milliard en 1800 à 6 milliards en 2000 et on envisage 9 milliards d'humains sur Terre à l'horizon 2050. Il faut aussi tenir compte du fait que le développement économique se concentre dans des pays à forte croissance démographique, particulièrement en Asie et s'accompagne d'une demande énergétique vertigineuse. La Chine vient de prendre la première place des consommateurs de pétrole devant les États-Unis mais avec une population de 1,3 milliard d'habitants pour seulement 300 millions aux États-Unis.

L'accélération de la croissance énergétique est très



Figure 1. Évolution de la population mondiale (source principale : ONU).

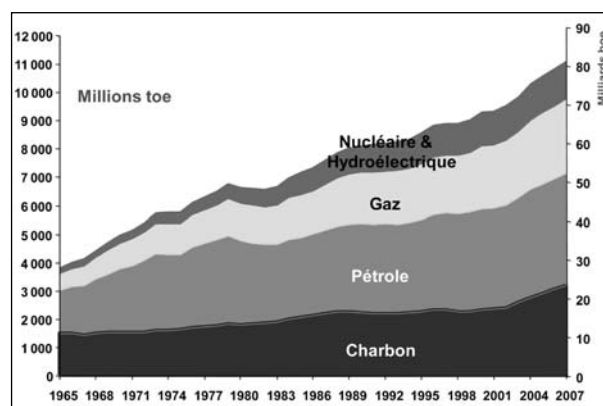


Figure 2. La croissance de la demande mondiale en énergie (document Total).

1. Ingénieur Géologue Total, Président FFG, Vice Président CNFG.

récente. On est passé ces cinquante dernières années, de 4 milliards de toe² en 1965 à 11 en 2007. L'essentiel de cette augmentation est venu des énergies fossiles (charbon, pétrole et gaz), le pétrole gardant la part du lion pendant des décennies. Il faut noter la relance du charbon depuis 2003, liée à l'essor économique rapide de la Chine pays qui possède des ressources en charbon importantes. À tel point que le charbon a remplacé le pétrole comme « régulateur physique » du système énergétique mondial.

Composantes du marché pétrolier, répartition de la production, des investissements et évolution des prix

Comme chacun sait les ressources pétrolières, et donc les productions, sont inégalement réparties. On constate sur les trente dernières années (Fig. 3) :

- une décroissance régulière dans les pays de l'OCDE³ (Europe, Amérique du Nord) ;
- une décroissance lors du démantèlement de l'ex URSS puis un rebond de la production en Russie ;
- une relative constance des pays africains et du Brésil ;
- mais surtout l'évidence de l'importance des pays membres de l'OPEP comme régulateurs de la production. Ce sont les « *swing producers* » ceux qui sont en mesure de réguler le marché en jouant sur les quotas de production.

Si l'on considère les *investissements*, l'exploration-production représente l'essentiel dans les investissements globaux de notre industrie, et non pas le raffinage, marketing ou la pétrochimie comme on pourrait le penser (Fig. 4). Il est intéressant de noter l'importance relative des investissements en Amérique du Nord (États-Unis, Canada) qui sont à l'origine de l'image anglo-saxonne de l'industrie pétrolière privée.

La chute des cours dans les années 85 a entraîné un ralentissement très important des investissements pendant environ 15 ans. Ceux-ci n'ont repris que dans les années 2000, principalement dans l'exploration - pro-

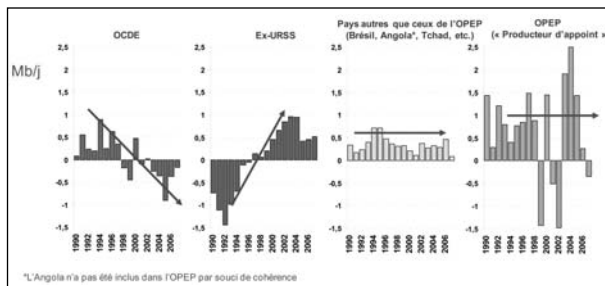


Figure 3. Variations annuelles dans la production de pétrole, en millions de barils/jour (document Total).

2. Tonnes d'équivalent pétrole.

3. Organisation de Coopération et de Développement Économiques.

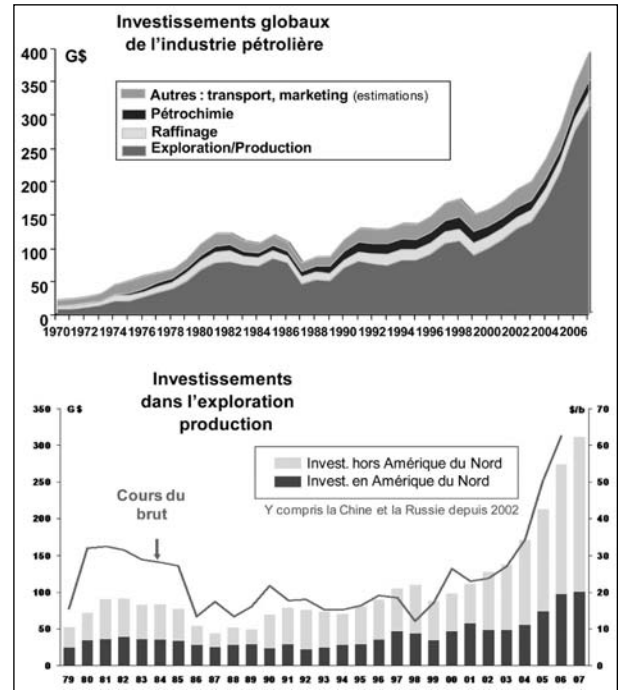


Figure 4. Les investissements dans l'industrie pétrolière au niveau mondial (document Total).

duction et surtout hors Amérique du Nord à partir de 2003. Les autres investissements (raffinage, transport, pétrochimie) sont restés à leur niveau antérieur, ce qui signifie pour ces derniers beaucoup plus d'investissements d'entretien que de développement.

Évolution de l'industrie pétrolière depuis le premier choc pétrolier

Depuis le début de l'ère pétrolière à la fin du XIX^e et durant les deux tiers du XX^e siècle, l'industrie était essentiellement entre les mains de sociétés privées occidentales et les prix de l'énergie sont restés faibles (offre importante, demande faible, stabilité des approvisionnements grâce à une influence politique forte sur les pays producteurs, nécessité de prix faibles pour la croissance économique des pays occidentaux). La puissance des sociétés privées occidentales est telle que même la crise de Suez de 1956 n'a pas eu d'impact notable sur les prix.

Tout change brutalement en octobre 1973. Suite à la guerre du Kippour, un embargo est décrété par l'OPEP sur les livraisons de pétrole aux pays qui soutiennent Israël et en particulier les États-Unis. Par voie de conséquence, le prix du pétrole, notamment la quote-part qui revient aux États producteurs, est multiplié par 7 en quelques mois (Fig. 5). C'est aussi le début du passage des contrats de concession aux contrats de partage de production marquant la fin réelle de la domination des sociétés privées

et la montée en puissance des sociétés nationales sur l'énergie mondiale. C'est aussi à partir de cette date que les pays développés vont réaliser leur dépendance au pétrole et commencer à réagir. On se rappelle les campagnes d'économie d'énergie, le slogan : « en France on n'a pas de pétrole mais on a des idées »... C'est aussi l'essor nucléaire en France et celui de l'*offshore* pétrolier en mer du Nord.

La hausse des prix va encore être amplifiée par le 2^{ème} choc pétrolier, provoquée par la révolution iranienne, (1979), puis par la guerre Iran-Iraq à partir de 1980. Entre mi-1978 et 1981, le prix du brut est encore multiplié par 2,7. Il faudra plusieurs années pour que les prix regagnent, vers 1987, le niveau de 20-40 dollars le baril où ils se maintiendront jusqu'en 2005 avant de reprendre leur course vers le haut et atteindre même le pic de 144,2 dollars/baril le 3 juillet 2008. Mais la donne a changé : après le relatif équilibre trouvé entre ceux qui offrent, notamment l'OPEP et sa rente pétrolière, et ceux qui achètent (Pays Développés et Pays en Développement), on est entré dans une logique de gestion économe des réserves à long terme, donc de mise sur le marché plus serrée, et de prix croissant régulièrement, sans présumer d'éventuels pics dus à des conjonctures politiques particulières.

Le **prix à la pompe** qui intéresse particulièrement tous les consommateurs que nous sommes, mérite un détour. Son paradoxe tient au fait que le prix final est sous-tendu par les systèmes de taxation tant au niveau des pays producteurs que des pays consommateurs (Fig. 6). Les premiers accusent les seconds de faire des profits excessifs par le biais des taxes, gonflant ainsi artificiellement les prix. Ainsi, alors que dans le prix du brut, 75% au mini-

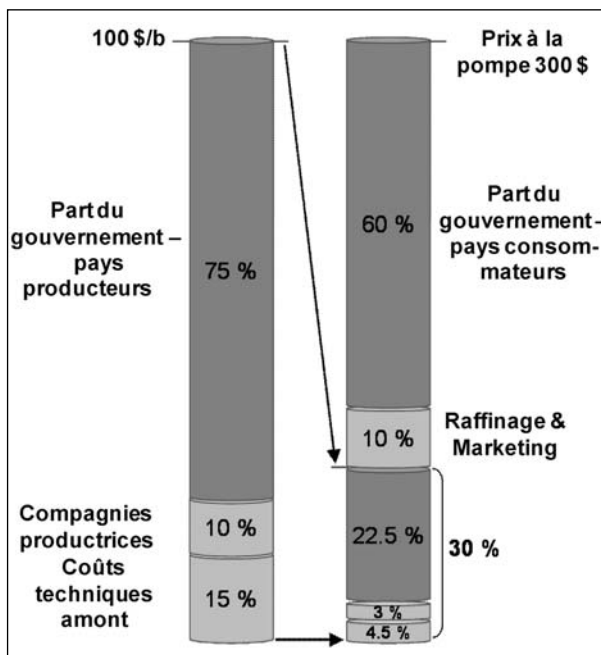


Figure 6. Exemple de répartition des coûts et taxes sur un coût théorique d'un brut à 100\$/baril (document Total).

mum reviennent au pays producteur et 10% seulement aux compagnies productrices (les 15% restant représentant les coûts), au niveau du prix à la pompe le prix du brut ne représente que 30% auxquels il faut ajouter 10% de raffinage-marketing et ce sont les pays consommateurs qui se taillent la part du lion (60%) avec les systèmes de taxes.

Comme toujours il s'agit de trouver un équilibre des prix acceptable pour les producteurs et les consommateurs. C'est aussi un élément important du développement des énergies renouvelables. Il faut néanmoins garder en tête que même à 300\$ le baril à la pompe, l'énergie est pratiquement gratuite. Son prix est même ridiculissime comme se plaît à le rappeler Jean-Marc Jancovici⁴ : « avec le litre d'essence..., et ses 4 kWh de travail mécanique une fois passé dans un moteur, nous avons l'équivalent de 100 (grosses) paires de bras pendant 24 heures à 0,05 kWh pièce, ou de 10 (grosses) paires de jambes sur la même durée. Et le pétrole serait cher ? »

Notion de « Peak Oil », découvertes, réserves et vision Total

Les médias nous ressassent le thème de la fin du pétrole. Ils s'appuient sur la notion du pic pétrolier (« Peak Oil »), moment à partir duquel la production pétrolière décline inéluctablement et, sous entendu, rapidement jusqu'à la pénurie, qui est pour demain si ce n'était déjà hier. Pour comprendre cette notion, il faut en évaluer tous les éléments. On passera donc successivement en revue,

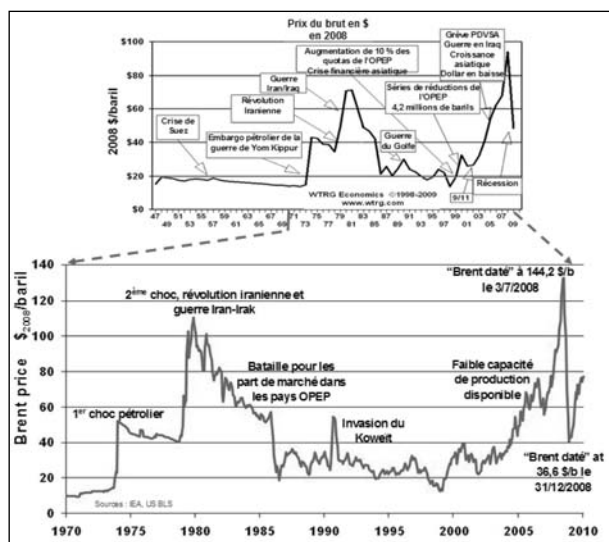


Figure 5. Prix du brut et chocs pétroliers (document Total, source WWTRG Economics 1998-2009 pour la courbe supérieure, IEA USBSL pour la courbe inférieure).

4. Jean-Marc Jancovici : www.manicore.com Combien suis-je un esclavagiste ? mai 2005.

la notion de découverte et son évolution dans le temps, la corrélation faite aux USA entre la quantité de pétrole découverte et l'évolution de la production (ou théorie du peak oil), l'impact des chocs pétroliers sur la courbe et les scénarii qui en découlent.

On évoquera les notions de ressources et de réserves et la démarche d'évaluation des productions mondiales entreprise chez Total, basée sur une approche géosciences.

Si l'on fait grâce des *balbutiements historiques de Titusville* à partir de 1859, l'histoire pétrolière commencerait avec Winston Churchill qui, en 1912-13, choisit un nouveau mode d'énergie pour la marine britannique, en passant du charbon au pétrole. Le pétrole passe de simple commodité à enjeu militaire majeur. Il devient indispensable de sécuriser les sources d'approvisionnement et ce sera le début de la saga des pétroliers principalement anglo-saxons (et aussi de la Compagnie Française des Pétroles qui deviendra Total) au Moyen Orient, d'où émergeront les découvertes en Iran, Irak, Koweït dans les années 40 et en Arabie Saoudite dans les années 50 (Fig. 7). Les progrès technologiques en forage, production et géophysique accompagneront le développement de cette aventure. Le pétrole *offshore* émergera dans les années 60, puis progressera rapidement dans le golfe du Mexique et en mer du Nord. Parallèlement, le rythme de découvertes en terrestre se ralentit depuis les années 60-70, notamment aux États-Unis, alors que la demande mondiale en pétrole et donc la courbe de production ne cesse de croître.

On a globalement une courbe découverte en forme de cloche. Depuis une vingtaine d'années, l'industrie découvre de l'ordre de 20 milliards de barils par an. La taille des gisements découverts est maintenant en moyenne de 50 millions de barils, alors qu'elle était de l'ordre de 300 jusque dans les années 80 (Fig. 8). Une diminution de la taille des découvertes conjuguée à une production deux fois et demie plus forte que les découvertes et la conclusion est simple : repentez vous, la fin est proche !

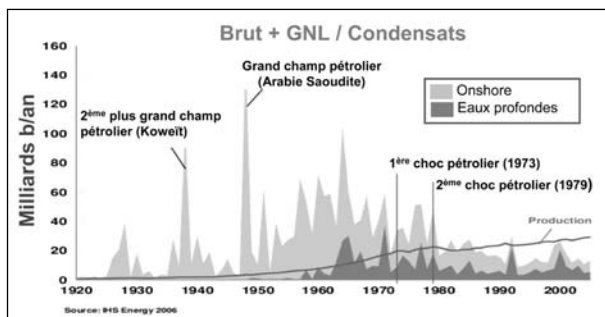


Figure 7. Découvertes pétrolières et géopolitique du XX^e siècle (document Total, source IHS Energy 2006).

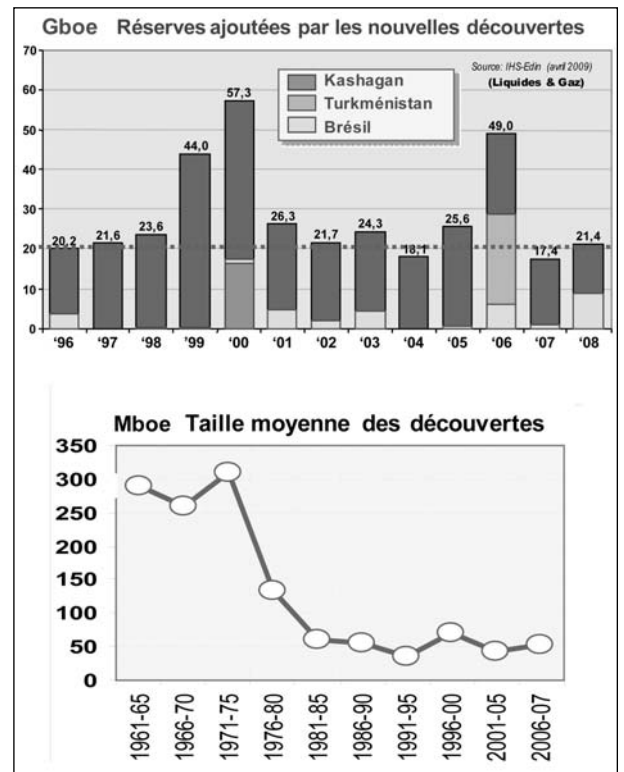


Figure 8. Historique des découvertes pétrolières (document Total).

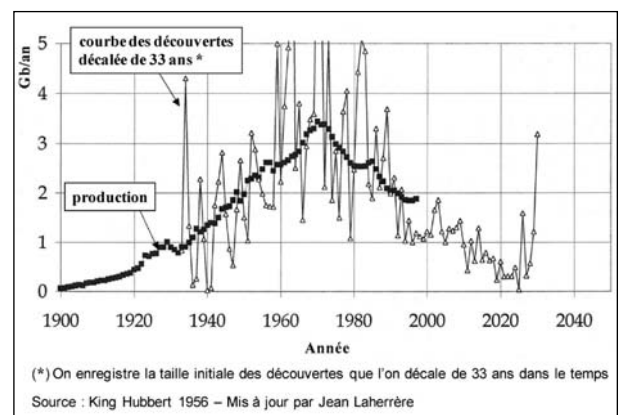


Figure 9. Le Peak Oil, le déclin irréversible de la production pétrolière aux États-Unis. (Document Total, sources ASPO, USGS...).

La notion de *Pic pétrolier* ou « *Peak oil* » vient d'un modèle proposé par un brillant géophysicien de la Shell à Houston, King Hubbert, qui liait dès 1956 l'historique des découvertes aux États-Unis et la production de pétrole (Fig. 9). Il montrait une corrélation entre les deux courbes et prédisait le futur de la production par un « shift » (glissement) d'une trentaine d'années de la courbe des découvertes.

Ce modèle, appliqué ensuite statistiquement au niveau mondial, permettrait de prédire un déclin de la production mondiale à partir des années 2000. Nous

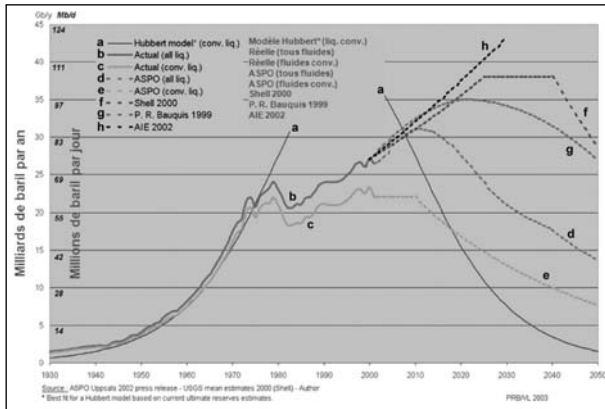


Figure 10. Différents scénarios de prévision de la production mondiale (Document Pierre-René Bauquis).

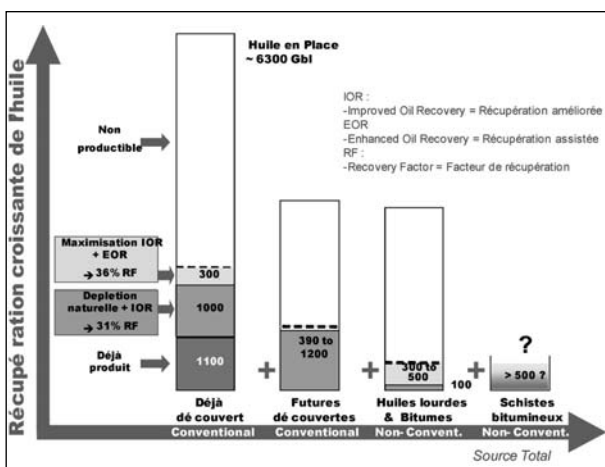


Figure 11. Des découvertes aux ressources pétrolières (document Total).

voyons aujourd'hui qu'il n'en est rien. Le dérapage a lieu en 1973 : le premier choc pétrolier va avoir un impact majeur sur l'évolution de la demande en pétrole et donc sur la production. La belle ordonnance du modèle s'estompe et la prédiction devra tenir compte de nombreux autres facteurs. Le poids attribué à chaque facteur va déterminer la forme de la courbe de prévision (Fig. 10). On voit que les pics ou plateaux à partir desquels la production commence à décroître varient entre environ 2010 et 2040, l'AIE⁵ (2002) se montrant résolument optimiste en ne proposant aucune inflexion.

Mais où est la géologie, au sens de la réalité de la roche, dans ces scénarii ?

Pour comprendre le point de vue de ceux qui ne croient pas au modèle du « Peak Oil », il importe maintenant d'entrer plus en détail dans le couple géologie-production. Il devient nécessaire de comprendre les notions de ressources (quantité d'hydrocarbures dans le sol) et de réserves (quantité d'hydrocarbures extractibles économi-

quement). La figure 11 synthétise ces deux données. La première colonne montre la quantité de pétrole découverte à ce jour soit 6 300 Gb dont 1 100 Gb ont déjà été produites, 1 000 Gb restent à être produites de façon classique et 300, en tenant compte de production améliorée. En moyenne, on ne récupère que de l'ordre de 36% d'un gisement pétrolier. Le reste du pétrole restera en terre.

Sur la base de considérations géologiques, quelles ressources peut-on espérer ajouter à ces chiffres :

- entre 400 et 1 200 Gb de futures découvertes (estimation Total), et jusqu'à 2 000 pour l'USGS ;
- 300 à 600 Gb pour les huiles lourdes et les bitumes ;
- > 500 Gb pour les schistes bitumineux.

Comment passe-t-on de ressources à réserves puis à la production ?

Une analyse de géologie de réservoir est à la base des estimations de Total. De façon simple mais non caricaturale, on distingue deux types de réservoirs : les réservoirs détritiques et les réservoirs carbonatés. Dans le cas

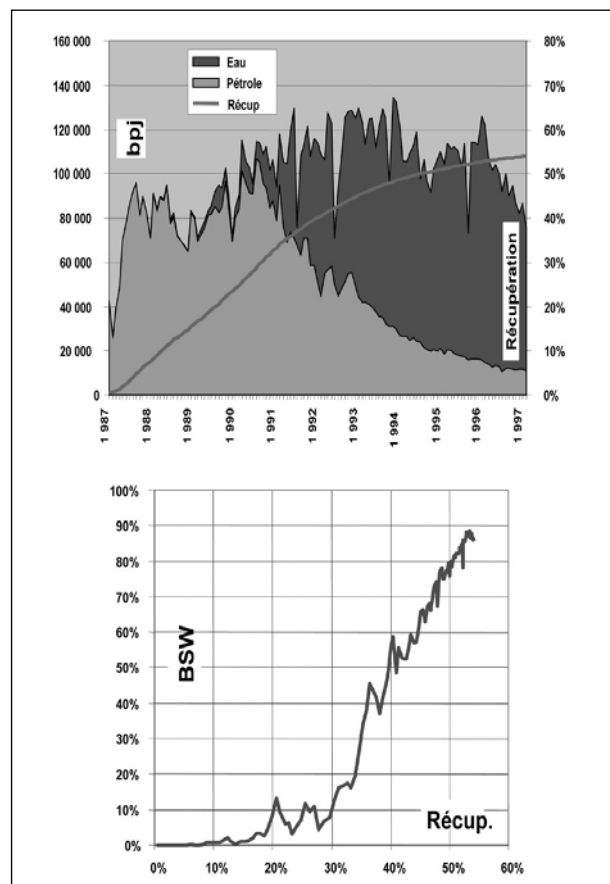


Figure 12. Des ressources aux réserves. Courbes de production des fluides sur l'exemple des roches détritiques siliceuses en mer du Nord (source : GSR Total P. Carpentier et al.).

de réservoirs détritiques siliceux, comme sur cet exemple d'un champ de la mer du Nord (Fig. 12), on constate que la courbe de production d'huile se stabilise à un plateau pendant un certain temps puis décroît rapidement alors que la production d'eau augmente. Dans ce type de gisement, l'eau est piégée contre les grains de la roche alors que l'huile est dans les pores. L'huile est donc facilement extractible. Après un certain seuil, la part de l'eau dans le fluide extrait augmente régulièrement.

Dans les réservoirs carbonatés (Fig. 13), c'est fréquemment le schéma inverse : l'huile colle à la roche alors que l'eau est dans les pores. Il en résulte que l'on produit très rapidement un mélange eau-huile sans le plateau de production constaté dans le cas des réservoirs siliceux. La gestion de la production doit être menée avec précaution. Or les réservoirs carbonatés représentent 70% des réserves du monde et l'essentiel de celles des membres de l'OPEP.

Il faut ensuite évoquer le taux de dépletion et la récupération du pétrole qui lui est liée (Fig. 14). L'intérêt du graphe présenté ci-dessous tient dans la considération

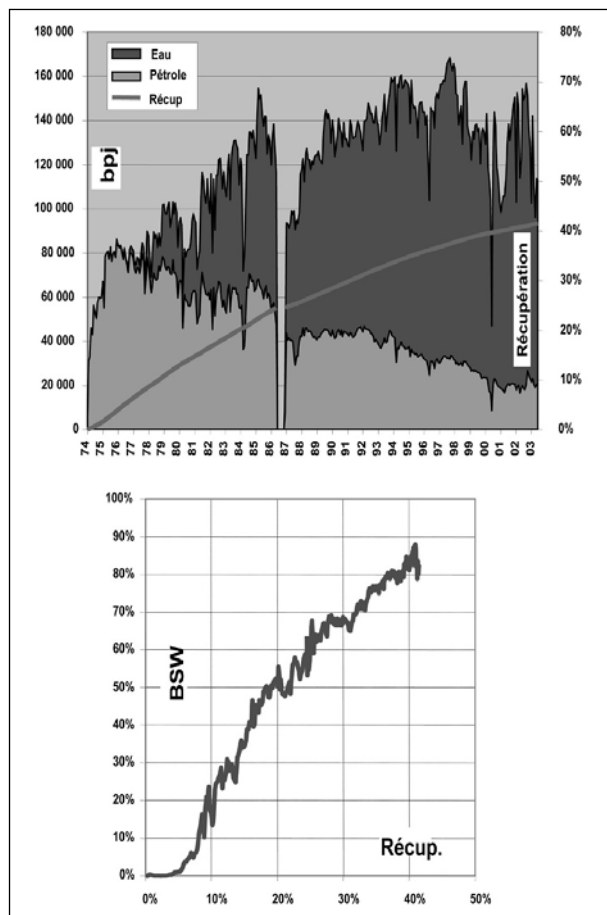


Figure 13. Des ressources aux réserves. Courbes de production des fluides sur l'exemple des carbonates du Moyen-Orient (source : GSR Total P. Carpentier et al.).

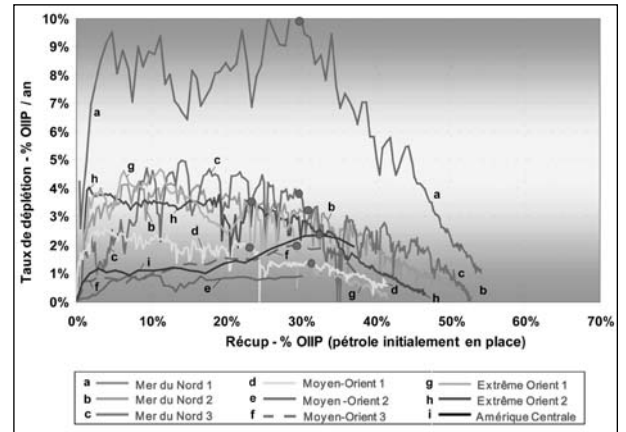


Figure 14. Comparaison du taux de dépletion et des facteurs de récupération pour différents types de champs pétroliers (source : GSR Total P. Carpentier et al.).

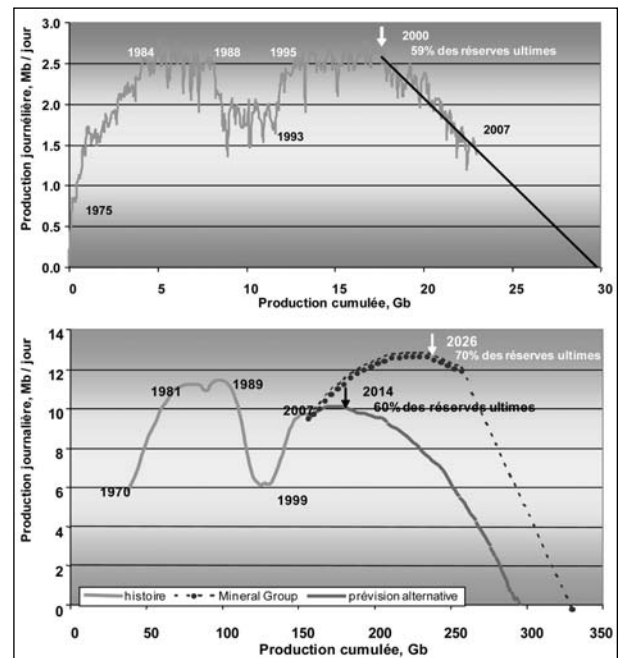


Figure 15. Prévisions de production au Royaume Uni (déclin confirmé) et en Russie (déclin inévitable) (source : GSR Total P. Carpentier et al.).

du taux de dépletion de champs de toutes tailles et natures de réservoir. Dans tous les cas de figure, le taux de récupération décroît inéluctablement après un certain seuil entre 20 et 30% de production des réserves.

Enfin, bassin par bassin, pays par pays, on intègre l'évolution de la production. On peut alors constater une décroissance, après la production, de l'ordre de 60% des réserves ultimes. En comparant par exemple la situation du Royaume-Uni et celle de la Russie (Fig. 15), on voit que dans le premier cas, la situation de production est en décroissance depuis 2000 et que dans le second cas l'échéance serait de 2014, sur la base d'une récupération

raisonnable de 60% des réserves ultimes et non de 70% comme avancé par la Russie.

La prise en compte de l'ensemble des facteurs évoqués précédemment nous permet de faire des évaluations de production par bassin sédimentaire au niveau mondial, basées sur des données de géologie de réservoir et non pas seulement sur des statistiques de découvertes.

La production mondiale de pétrole, telle qu'estimée par Total sur la vingtaine d'années à venir (Fig. 16), est un plateau long autour de 95 millions de baril par jour en tenant compte de toutes les sources (pétrole brut conventionnel, huiles extra-lourdes, condensats et GPL ; biocarburants et carburants liquides tirés du gaz ou du charbon exclus) et bien entendu en supposant que l'ensemble des investissements seront au rendez-vous. Ce point est crucial dans la mesure où il ne nous paraît pas raisonnable d'envisager comme certains analystes, des productions de 120 millions de barils par jour, voire plus, pour faire face à l'accroissement de la demande mondiale. On envisage parallèlement un fort développement de la production et du transport du gaz (pipeline et GNL). Il est à noter que l'arrivée sur le marché spot des gaz de schistes repousse un possible Pic gaz.

Cette production mondiale se répartira géographiquement selon la carte de la figure 17. La prédomi-

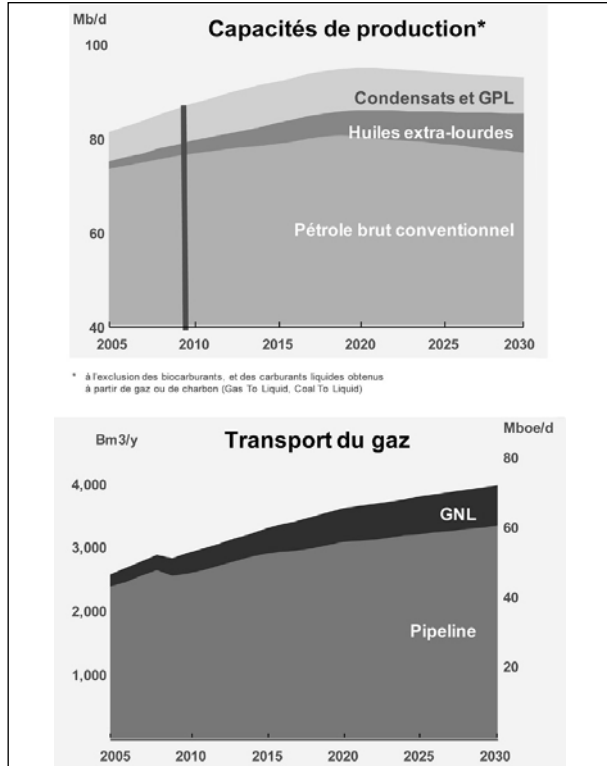


Figure 16. « Point de vue de Total » en 2009 sur l'avenir de la production mondiale de pétrole (document Total).

nance du Moyen Orient et des pays de l'ancien bloc soviétique restera forte.

Les coûts de mise en production d'un champ sont très variables (Fig. 18). Le coût de production d'un gisement à terre n'a rien de comparable avec celui en mer profonde par exemple. La raréfaction des productions aisées implique des investissements de plus en plus élevés pour le développement de nouveaux gisements. Les coûts de production autour de 20 \$/b pour les ressources conventionnelles sont supérieurs à 100 \$/b pour les schistes bitumineux. Un prix du baril suffisamment élevé sera nécessaire pour permettre leur mise en production de façon économique.

Le rôle croissant de l'OPEP et, d'une façon plus générale, des compagnies nationales est exprimé dans les figures 19 et 20 qui indiquent, nominativement ou globalement, la position respective des sociétés privées et des sociétés d'État (nationalisées à plus de 50%) dans le panorama de la production journalière et des réserves. Les premières disposent de réserves de quelques dizaines de Gbep⁶ contre 100 et 300 Gbep pour les compagnies

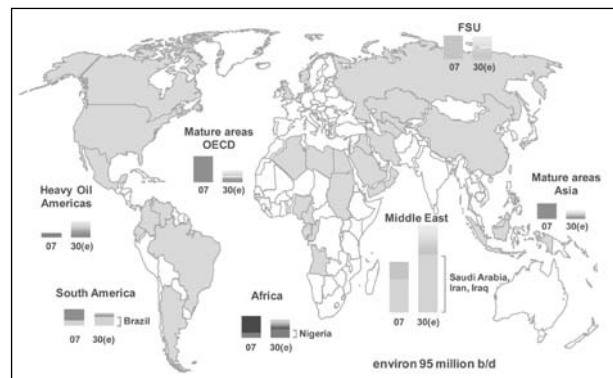


Figure 17. Production de pétrole à l'horizon 2020-2030 (document Total).

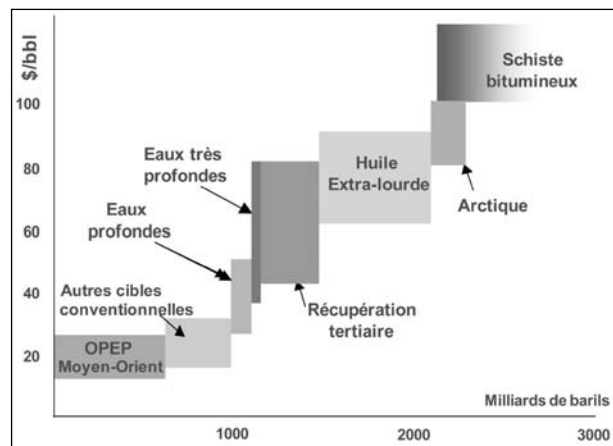


Figure 18. Coûts de production, réserves et seuils économiques (document Total).

d'État du Moyen-Orient. La fréquente sous-traitance par les compagnies d'État aux sociétés privées, notamment pour les gisements les plus difficiles à valoriser, impose à celles-ci d'être acceptées, non seulement techniquement, mais également sur le plan environnemental et sociétal.

Pour le raffinage, si la situation n'est pas encore aussi contrastée, la même tendance se développe, c'est-à-dire une implication de plus en plus marquée des sociétés nationales dans l'aval pétrolier. On assiste à des constructions de plus en plus nombreuses de raffineries et complexes pétrochimiques dans les pays producteurs et non plus dans les pays consommateurs comme c'était le cas auparavant.

L'énergie pour l'avenir : contraintes climatiques, besoins pour le transport et la production électrique, besoin d'énergies nouvelles

Sans rentrer dans le débat sur le réchauffement climatique, personne ne conteste la hausse des émissions de gaz à effet de serre. Les estimations de l'AIE montrent qu'entre 1973 et 2007, par type de combustible, les émissions de CO₂ dues aux activités humaines ont plus que doublé. En tout état de cause, l'impact des émissions n'est pas virtuel et l'enjeu de la réduction de ces émissions l'est encore moins. Les prévisions pour l'avenir dépendent certes des scénarios retenus, mais pointent toutes dans la même direction : un réchauffement de un à plusieurs degrés, avec des impacts humains importants. La figure 21 donne une vision plus globale des différentes sources de gaz à effet de serre. Les émissions totales représentent de l'ordre de 50 Gtec⁷, dont 60 % relevant des émissions de CO₂ liées à l'énergie.

Revenons à l'énergie. Il est possible de décrire les besoins énergétiques en deux catégories principales : les hydrocarbures liquides pour les transports d'une part et le gaz, le charbon et toutes les énergies nouvelles, renou-

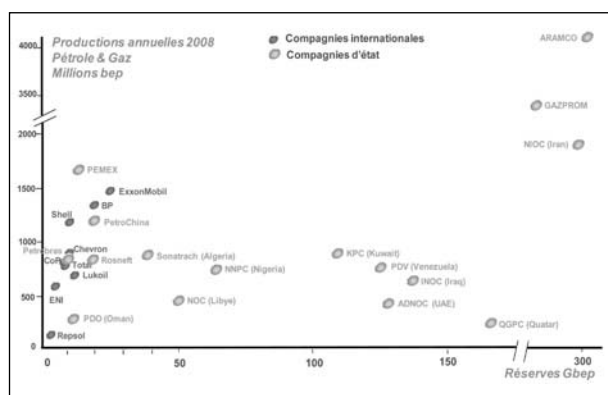


Figure 19. Réserves pétrolières et productions annuelles (document Total, source IHS, Petrostratégies).

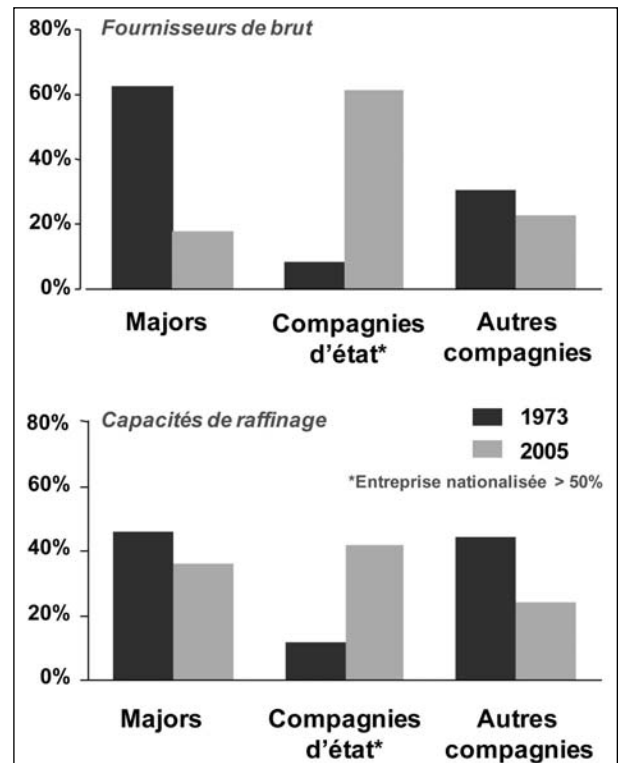


Figure 20. Structure de l'industrie pétrolière d'hier et d'aujourd'hui (document Total).

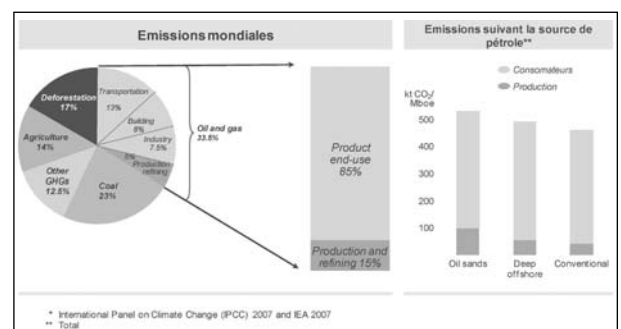


Figure 21. Les sources de gaz à effet de serre (sources : GIEC 2007 pour les émissions mondiales et Total pour les émissions suivant la source de pétrole).

velables ou recyclables pour la production électrique d'autre part. (Fig. 22). La consommation d'énergie primaire pour la production d'électricité domine largement et constitue le secteur en plus forte croissance, suivie par transports, industrie et chauffage dont le niveau d'usage et le rythme de croissance sont voisins. Le charbon et le gaz sont les principaux carburants utilisés pour la production électrique, mais la part des énergies renouvelables devra inévitablement croître.

L'importance de la part de la **consommation énergétique des transports** est directement liée à la mondialisation de l'économie et rappelons nous que c'est un prix très bas du pétrole qui rend économique les norias de

6. Gigabarils équivalents pétrole.
7. Gigatonnes équivalent carbone.

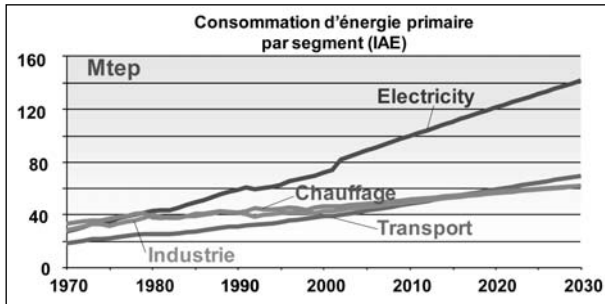


Figure 22. Le demande en énergie électrique, le secteur en plus forte croissance (document Total).

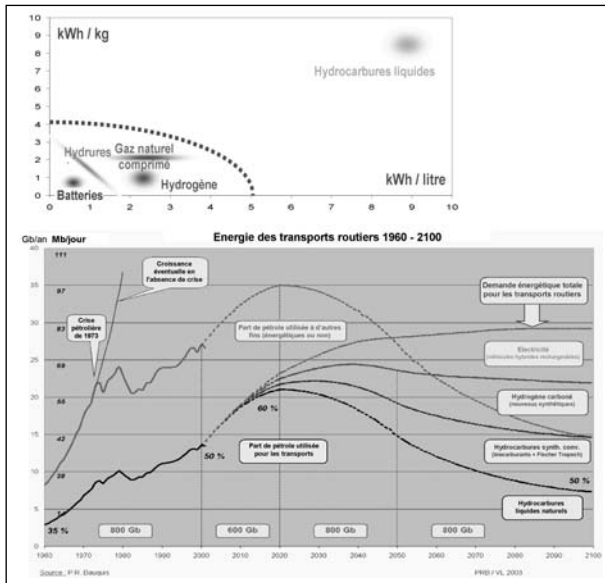


Figure 23. Énergies pour le transport routier (document P.-R. Bauquis).

camions que l'on constate partout. L'hypothèse de prévision proposée par P.-R. Bauquis (Fig. 23) donne une idée de la place des différentes énergies dans le transport à l'horizon d'un siècle. Les courbes montrent que la part du pétrole utilisée sera encore de l'ordre de 50%, le solde étant couvert, par ordre de croissance par l'électricité (véhicules hybrides rechargeables), l'hydrogène carboné (qui implique de nouveaux composites de réservoir) et les hydrocarbures synthétiques conventionnels (biocarburants, carburants issus du charbon). Il faudra avoir réalisé les sauts technologiques nécessaires. D'autant plus que la comparaison des kWh fournis par litre de carburant souligne l'écart très important entre les hydrocarbures (autour de 9) et les autres sources (entre 1 et 5).

Actuellement, pour la **production d'électricité**, c'est la **consommation de charbon** qui affiche la plus forte croissance. La consommation mondiale annuelle est actuellement au niveau de 5 Gtec et les réserves seraient de 15 000 Gtec (Fig. 24). Il faut savoir toutefois que les chiffres

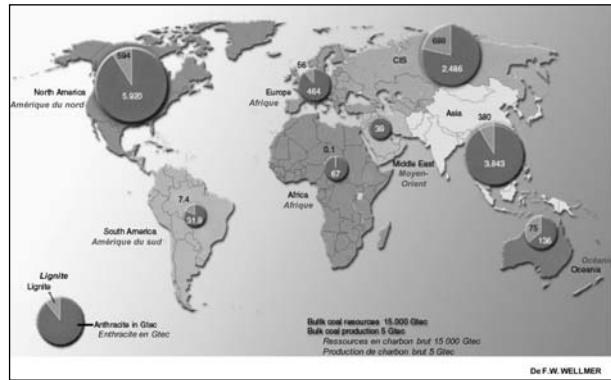


Figure 24. Répartition mondiale des ressources en charbon : une dominante de l'Amérique du Nord, de la Russie et de la Chine (dossier spécial AIPT « 10 enjeux des Géosciences », BRGM, 2009, p. 33).

pour les ressources de charbon sont moins fiables que pour celles des hydrocarbures. Toujours est-il que la production électrique à partir du charbon est en très forte croissance et cela devra s'accompagner d'une capture et séquestration (CCS) du CO₂. C'est l'objectif du pilote en cours sur le champ de Rousee en France.

Pour ce qui concerne le gaz (Fig. 25), les réserves prouvées en gaz conventionnel représentent 65 ans de la demande actuelle. La plus grosse partie de ces réserves se trouve au Moyen-Orient (on rejoint ici le problème politique du pétrole) et en Russie. La disponibilité du gaz est contrôlée par son transport (pipelines et terminaux GNL) et son prix par les contrats à long terme. En effet, alors que le prix « libre » du gaz a tendance à décroître, c'est l'inverse pour le prix fixé et indexé par contrat (cas de la France). L'avantage du contrat sur le marché spot, reste la garantie d'une stabilité dans l'approvisionnement en gaz. Avec le développement des gaz de schiste (*gas shale*), l'échéance de 65 ans est largement repoussée et le problème du « Peak Gas » ne se pose pas, en tous cas dans l'avenir à quelques décennies.

Les **énergies recyclables** (le nucléaire) et les **énergies renouvelables** (géothermie, eau, vent, soleil) sont nécessaires, inévitables, et utiles :

- **nécessaires** pour combler les besoins énergétiques liés au développement humain ;
- **inévitables** pour limiter le dérèglement climatique ;
- **utiles** parce que la recherche scientifique et technique nécessaire par le développement de ces énergies nouvelles aura sûrement des répercussions bien au delà du contexte énergétique.

Selon l'AIE⁸, le nucléaire est passé de 0,9% en 1973 à 5,9% en 2007 pour la fourniture d'énergie primaire. Il continuera à progresser lentement étant donné l'ampleur des investissements nécessaires au remplacement des

8. Key World Energy Statistics 2009.

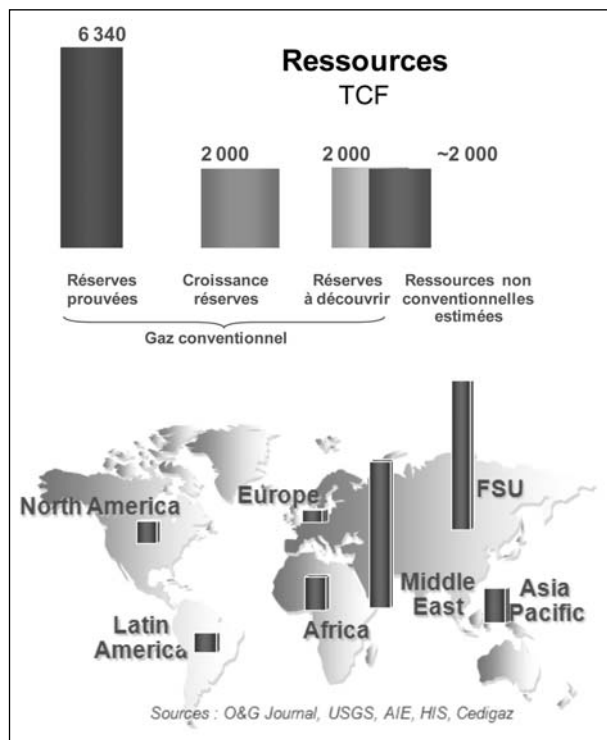


Figure 25. Les réserves et ressources en gaz (document Total, sources : Oil & Gas Journal, USGS, AIE, HIS, CEDIGAZ).

centrales en fin de vie.

Comme le montre le graphique de la figure 26, la part des renouvelables dans l'approvisionnement énergétique est destinée à croître significativement (+ 2,6%/an, passant de 24 Mbep/j en 1990 à 31 en 2005, 41 en 2015 et 58 en 2030), ce qui ne signifie pas un développement équivalent pour toutes les catégories de renouvelables. Il y a d'abord un effet de pépite sur la biomasse forestière qui englobe la consommation de bois en pays en développement et dont la vocation de renouvelable n'est valable qu'avec la reforestation appropriée, ce qui est loin d'être toujours le cas. L'énergie hydraulique est prévue passer de 4 à 10 Mbep/j, mais cela ne concernera guère les pays développés qui ont le plus souvent utilisé l'essentiel de leurs capacités sauf en petite hydraulique. L'acceptabilité des grands projets comme ceux menés en Chine ou au Brésil reste difficile. Pour la période 2005-2030, les plus fortes croissances viendront des biocarburants (+ 7,6%), en particulier de 2^{ème} génération, et de l'ensemble solaire – éolien et divers (+ 8,3%). C'est dans les domaines du nucléaire, du solaire et de la biomasse de type 2 qu'une société comme Total porte son effort actuellement. Le gouvernement d'Abu Dhabi vient d'attribuer au consortium composé de Total et Abengoa Solar comme partenaire, la concession de Shams 1, la plus grande centrale solaire concentrée du monde (100MegaWatts) et la

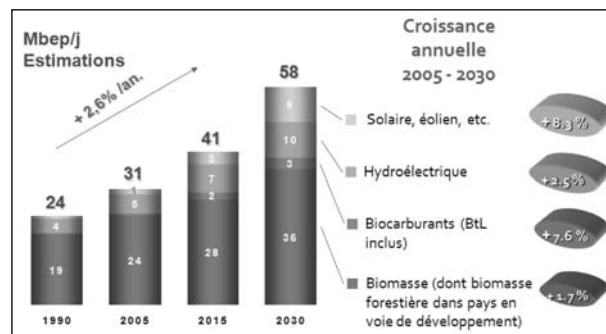


Figure 26. Évolution de la demande dans les renouvelables, (document Total, sources : IEA World Energy Outlook, Alternative Policy Scenario).

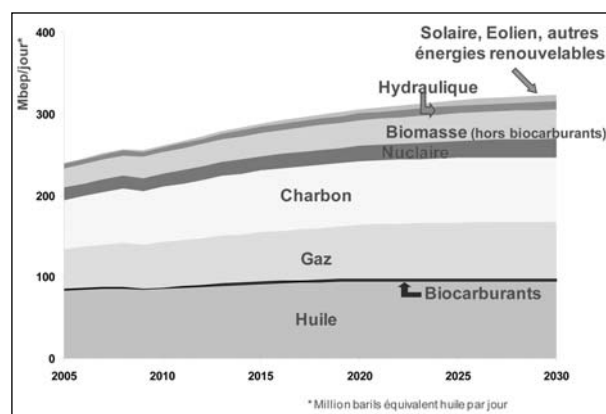


Figure 27. Besoins énergétiques mondiaux 2030 (document Total).

première de ce type au Moyen-Orient.

Malgré cette croissance, les énergies fossiles représenteront encore 75% des énergies en 2030 contre 81% en 2005, avec une consommation de pétrole stabilisée, mais une croissance significative dans les consommations de charbon et de gaz (Fig. 27). On n'aura baissé que de 6 points (en %) dans la consommation d'énergies fossiles, compte tenu de l'accroissement de la demande en énergie dans l'intervalle.

En conclusion, si l'on envisage une augmentation de 50% de la population mondiale en 40 ans et un fort développement économique, ce qui est souhaitable en particulier dans les pays en voie de développement, les besoins en énergie seront croissants. Il est évident que les énergies fossiles seront encore incontournables pour plusieurs générations. Il est néanmoins impératif de développer rapidement des énergies renouvelables et recyclables, mais aussi de faire des gains de productivité, des économies d'énergie immenses et donc de **changer nos comportements en profondeur**.

En tout état de cause, l'industrie aura encore un important besoin de nombreux géoscientistes pour quelques générations.