

# ANNEXE 9

## LES TRIBULATIONS DE L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE

### 9.1 La structure actuelle

L'industrie pétrolière regroupe toutes les activités concernant le pétrole, depuis la prospection des gisements jusqu'à la commercialisation des produits raffinés. Elle gère aussi l'exploitation du gaz naturel (GN), pour une raison assez naturelle : la grande majorité des gisements de pétrole contiennent aussi du GN, dissous et/ou séparé mais en contact. Son exploitation fut plus tardive que celle du pétrole (à partir des années 60 dans le monde, 20 ans plus tôt aux Etats Unis d'Amérique-EUd'A).

#### 9.1.1 Les compagnies multinationales

Ce sont de grands groupes avec une implantation nationale mais opérant dans différents pays. Elles sont cotées sur les marchés publics de leur pays. Elles gèrent les activités pétrolières depuis l'amont (prospection et exploitation des gisements ou E&P) jusqu'à l'aval (raffinage et commercialisation des produits). Souvent maîtres d'œuvres de l'exploitation d'un champ, elles coordonnent l'activité de sociétés de services spécialisées. Soit elles achètent le droit de prospector et d'exploiter les gisements d'une région d'un pays, moyennant une redevance, soit elles s'associent avec la compagnie nationale du pays suivant un accord plus ou moins avantageux. Les investissements de départ sur un projet important (capacité prévue de plus de 50 kb/j) pouvant être très élevés, entre 10 M\$ et 10 G\$, les compagnies s'associent souvent. L'une d'elles est le maître d'œuvre. Les compagnies multinationales produisant plus de 35 kb/j sont un peu plus de 20<sup>[1]</sup>. Elles ont fourni en 2004 un total de 17 Mb/j, soit 20% de la production mondiale. Les cinq premières ont fourni 11 Mb/j. British Petroleum (BP) et Exxon Mobil sont les plus importantes de ces compagnies, avec une production respective de 2,53 Mb/j et 2,57 Mb/j en 2004. Les principales compagnies sont, par ordre de production en 2004 : Exxon Mobil (EUd'A), BP (Grande Bretagne), Royal Deutsh/Shell (Grande Bretagne et Pays-Bas), Chevron (EUd'A), Total (France), ENI (Italie)... . La faiblesse de ces groupes est le manque de réserves qui les rendent très vulnérables à long terme. Les réserves prouvées de ces compagnies ne représentent que de l'ordre de 10% des réserves mondiales. Les informations concernant leurs activités et leurs possessions sont assez détaillées et facilement disponibles (en particulier par leur site Internet).

#### 9.1.2 Les compagnies nationales

Elles gèrent les réserves pétrolières de leur pays, en général protégées par un monopole, et ne sont redevables qu'à leur gouvernement. Elles font souvent appel à des sociétés de services étrangères, et de plus en plus aux compagnies multinationales qui disposent, en général, de plus de savoir-faire technique et de moyens financiers. Les compagnies nationales disposent de la très grande majorité des réserves prouvées. Les plus importantes sont celles des pays appartenant à l'organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) : Arabie Saoudite, Iran, Irak, Koweït, Abu Dhabi, Qatar (pour le Moyen Orient, voir annexe 8), Algérie, Lybie, Nigéria (pour l'Afrique), Venezuela et l'Indonésie (ce dernier pays ne doit bientôt plus faire partie de l'OPEP, sa production étant en déclin irréversible).

D'autres pays ont aussi des compagnies nationales avec monopole d'état : le Mexique (PEMEX), la Chine (Petrochina, CNPC...), l'Inde, en partie la Russie (Gazprom)... . Des compagnies nationales, comme celles de Chine et d'Inde, cherchent à contrôler des ressources à l'étranger, en concurrence avec les compagnies multinationales.

### **9.1.3 Les sociétés de services**

Ce sont des sociétés spécialisées dans une des activités de l'industrie en amont : prospection, forages, équipements pour l'exploitation...<sup>[2]</sup>. Beaucoup sont étasuniennes mais certaines sont d'origine française : Compagnie Générale de Géophysique dans la prospection, Saipem et Technip dans la construction d'équipements en mer. La Chine dispose aussi, dans les différents secteurs, de sociétés de services qui commencent à proposer leur savoir-faire à l'étranger. La Corée du Sud s'est spécialisée dans la construction de plates-formes fixes et mobiles, et de méthaniers. De grandes sociétés proposent plusieurs services intégrés via des filiales, comme Schlumberger (spécialisé surtout dans la géophysique), Baker Hugues (spécialisé surtout dans le forage), Halliburton. Cette dernière est devenue capable de jouer les maîtres d'œuvre, rôle plutôt dévolu aux compagnies multinationales, créant une certaine concurrence.

## **9.2 L'industrie pétrolière de sa naissance au contre-choc pétrolier de 1985**

Le pétrole, ou bitume, est connu depuis les premières civilisations en Mésopotamie<sup>[3]</sup>. Son exploitation et son utilisation restèrent artisanales et connurent une évolution lente jusqu'au milieu du 19<sup>e</sup> siècle. C'est grâce au développement des sciences physiques et de leurs applications que le pétrole a pu être utilisé de manière abondante et que son exploitation donna naissance à une des plus puissantes industries du 20<sup>e</sup> siècle.

Que l'industrie pétrolière puisse être une affaire si lucrative se comprend fondamentalement. Le pétrole, de tous les combustibles chimiques, a les coûts énergétiques (ramenés à son contenu) pour l'extraire, le transporter et le traiter en vue de ses applications, les plus faibles (voir annexe 10). Son contenu énergétique par unité de volume ou de masse est des plus élevés (hors nucléaire). Tout ceci ne peut qu'être favorable aux bénéfices financiers. En outre, sciences et ingénierie ont développé de nombreuses applications où le pétrole est devenu difficilement substituable : matière première pour la pétrochimie, carburants pour les moteurs à explosion ou combustion interne, lubrifiants, asphaltes... . Encore a-t-il fallu acquérir connaissances et savoir-faire pour le trouver et l'atteindre dans le sous-sol, puis le séparer en différentes fractions, modifier éventuellement ces fractions pour les adapter aux applications. Jusque dans les années 1930, la prospection procède pour une large part par le hasard, en se basant cependant sur quelques indices de terrain – suintements à la surface – et sur l'observation de liens entre gisements et configuration du terrain. Les échecs de forage sont nombreux, mais il suffit d'un seul bon pour effacer les pertes des autres et faire des bénéfices. Le raffinage du pétrole brut en grande quantité, par distillation fractionnée, est progressivement mis au point vers 1860. Aux EUd'A, le chimiste S. Andrews convainc l'entrepreneur et investisseur J. D. Rockefeller de l'intérêt de son procédé et de l'utilité du pétrole (au début comme combustible pour les lampes, en remplacement de l'huile de baleine qui devient chère, ou pour le chauffage). Ce dernier fonde en 1870 la Standard Oil Company pour l'exploitation et la commercialisation du pétrole. Cette compagnie devient si puissante et si dominatrice que l'état fédéral des EUd'A l'oblige en 1911 à se scinder en différentes compagnies concurrentes. Elles-mêmes ont donné naissance à certaines des puissantes compagnies actuelles étasuniennes : Chevron, Exxon, Mobil... . Pendant ce temps les compagnies pétrolières britannique, Shell, et hollandaise, Royal Deutsh, qui commencent à prospérer en

Asie, s'associent (1907). La compagnie anglo-persane, future British Petroleum, est fondée en 1909 pour l'exploitation du pétrole iranien. Elle est nationalisée par les Britanniques en 1913. Le premier lord de l'amirauté, W. Churchill, a pris la décision d'équiper les navires de guerre britanniques de moteurs à mazout pour les rendre plus rapides et réactifs. Mais la Grande Bretagne doit assurer son approvisionnement à l'extérieur du pays. La découverte de gisements au Texas donne lieu à la création de nouvelles compagnies (Texaco, Gulf...). Les grandes compagnies étendent leur champ d'action initial, que ce soit pour la prospection de gisements ou pour les marchés où écouler leurs produits. Elles commencent à entrer en concurrence, entraînant surproduction et baisse des prix. En 1928 les sept plus importantes compagnies s'entendent pour contrôler production et prix internationalement. La crise de 1929, amenant une baisse de la demande, va obliger à cette discipline. Des systèmes de quotas sont imposés, comme au Texas. Ces sept compagnies contrôlent les échanges internationaux jusqu'à la montée en puissance, au début des années 70, de l'OPEP - fondée en 1960. Durant cette période des états développent leur propre industrie, protégeant souvent leurs intérêts face à l'appétit des grandes compagnies multinationales. Le Mexique nationalise les installations pétrolières sur son sol en 1938, suite à la surproduction et l'épuisement prématuré de champs. Les régimes communistes de Russie et de Chine créent leurs entreprises d'état gérant les différentes activités pétrolières. En Italie et en France, au lendemain de la seconde guerre mondiale, l'état entreprend directement les premières prospections. Compagnies nationales et privées s'associent pour la prospection des provinces de l'empire français (découvertes en Algérie dans les années 50). La consommation mondiale croît en moyenne de 7% par an, ponctuée de crises d'origine politique de courte durée (Agadan en 1951, Suez en 1956). La qualité et l'abondance des gisements permettent d'assurer cet approvisionnement avec des investissements qui restent faibles (voir plus loin).

Au cours de cette période les sciences de la terre, ainsi que les techniques associées, ont beaucoup progressé, réduisant notablement la part de hasard dans la découverte d'un gisement. Les progrès de la géologie, avec la théorie de la tectonique qui s'impose dans les années 60, permettent d'expliquer la formation et l'évolution des différentes couches géologiques dont celles engendrant le pétrole et celles le recueillant. La géochimie indique les conditions favorables à la formation du pétrole à partir de débris organiques enfouis dans les sédiments. La notion de système pétrolier, associant roches-mères et roches-réservoirs, regroupe les différentes connaissances et permet de mieux orienter les recherches de gisements (voir annexe 4). L'instrumentation pour la prospection et l'estimation des gisements (ou géophysique) s'est beaucoup perfectionnée (voir aussi annexe 3) :

- mesures de grandeurs sensibles à la présence de roches-réservoirs, voire d'hydrocarbures, depuis la surface ;
- profil de grandeurs dans les puits de forage, permettant d'identifier les hydrocarbures et de caractériser leurs environnements (pression, température, densité des fluides, nature des roches...).

Les progrès des calculateurs numériques (premier circuit intégré en 1958 chez Texas Instrument, compagnie ayant débuté dans la prospection pétrolière géophysique) ont permis d'améliorer la résolution et l'étendue spatiale de ces outils. Les techniques de forages ont aussi progressé pour forer plus profondément et traverser les couches imprégnées de pétrole sur une plus grande longueur (puits horizontaux). Les différentes méthodes de récupération sont testées et améliorées, ou temporairement abandonnées. Les techniques d'exploitation des gisements en mer, dont les premiers développements datent du milieu du 20<sup>e</sup> siècle, progressent lentement pour pouvoir exploiter des gisements à des profon-

deurs d'eau de plus en plus importantes (voir annexe 6). Ces différentes activités ou spécialités sont de plus en plus développées et menées par des sociétés indépendantes, suite parfois à l'externalisation de services des compagnies.

Les nouveaux gisements découverts dans les années 60 (mer du Nord, Alaska, Golfe du Mexique...) nécessitent des moyens techniques et financiers beaucoup plus élevés qu'auparavant. Dans le même temps l'OPEP nationalise progressivement son industrie pétrolière, jusqu'alors contrôlée par les puissantes compagnies, les privant de leurs ressources de base. Aux EUd'A, la production est passée par son maximum et les gisements faciles d'accès sont épuisés. L'embargo sur le pétrole, imposé par l'OPEP en 1973, provoque une hausse brusque des prix (de moins de 3 \$ à plus de 10 \$ par baril entre 1970 et 1973 en \$ courant, ou de moins de 10 \$ à 45 \$ par baril en dollar constant de 2005). Durant les années 70, les compagnies multinationales perdent leur assise minière, mais gagnent les moyens financiers pour la reconstituer en exploitant les gisements d'accès difficile. Le secteur de la prospection et de l'exploitation (E&P) est privilégié d'autant plus que le secteur aval (raffinerie) est surdimensionné par rapport à une demande qui chute. D'après l'IFP, dans ce secteur l'investissement passe de 70 G\$ en 1973 à 160 G\$ en 1981 (en \$ constant de 2002)<sup>[4]</sup>.

L'augmentation du nombre de pays ou compagnies producteurs de pétrole, et donc de la concurrence, la diminution de la demande avec les prix élevés et la concurrence d'autres énergies primaires, provoquent une surproduction et amènent une baisse progressive des prix du pétrole après le choc de 1980, accélérée fin 1985. Une nouvelle période encore plus dure s'amorce pour l'industrie pétrolière.

### **9.3 1985-2003 : cours bas et rentabilité à tout prix**

Les compagnies cherchent à réduire les coûts au maximum, sans pour autant réduire leurs activités en E&P nécessaires pour renouveler leurs réserves et maintenir la production. Une partie du personnel est licenciée, les embauches sont plus rares. Elles se désengagent des projets de nouvelles énergies, nombreux après les crises pétrolières. Le matériel – plates-formes de forage, pétroliers, raffineries – est peu renouvelé et rentabilisé au maximum en réduisant les stocks. Les sociétés de services sont aussi mises à contribution en jouant de la concurrence. Les avancées scientifiques et techniques obtenues précédemment sont utilisées au maximum pour réduire les coûts : modèles des sciences de la terre et imagerie 3 D par ondes sismiques de réflexion pour augmenter la probabilité de réussite d'un forage exploratoire, simulations numériques de l'extraction du pétrole de la roche pour réduire le nombre de forages d'appréciation coûteux d'un gisement, forages avec des puits horizontaux débitant plus de pétrole que les puits verticaux pour un même coût... . Durant les années 90, beaucoup de pays ayant besoin de devises s'ouvrent aux compagnies multinationales pour l'exploitation de leurs ressources (Amérique du Sud, Afrique...). En 1989 l'effondrement de l'ex-URSS offre encore plus de perspectives à ces compagnies. Les compagnies multinationales ont souvent une plus grande compétence technique que les compagnies nationales pour l'exploitation des champs. Cette évolution fait dire à la plupart des experts que le prix de 10\$/b est soutenable, grâce au progrès technologique et à la compétition qui ont forcé les compagnies à être plus efficaces et innovantes [*Drowning in oil*. The Economist, 6 mars 1999\*].

Cependant beaucoup d'indices montrent que l'évolution est loin d'être parfaite. Des acteurs du monde pétrolier expriment leurs inquiétudes. Le géochimiste B. Tissot s'inquiète du désengagement des grands groupes dans la recherche et le développement (R&D)[B. TISSOT, *Quel avenir pour les combustibles fossiles ?*<sup>[5]</sup>]. Le géologue A. Perrodon décrit une industrie beaucoup plus préoccupée par les opérations financières sur les marchés que

par les progrès techniques ou une vision à long terme<sup>[3]</sup>. Il note la difficulté de trouver des nouvelles réserves. M. R. Simmons, PDG d'une banque d'investissements dans l'industrie de l'énergie, montre que les faibles cours du pétrole sont en train de ruiner l'industrie pétrolière<sup>[6]</sup>. Certains de ces acteurs se rassemblent dans l'association pour l'étude du pic de pétrole (ASPO) en 2001.

M. R. Simmons a étudié le bilan financier des vingt quatre plus grandes compagnies pétrolières et gazières aux EUd'A entre 1991 et 1997 à l'aide de données publiées par le ministère de l'énergie. Elle produisent environ 16 millions de baril par jour de pétrole et de GN en équivalent énergétique. Les filiales E&P de ces compagnies indiquent officiellement faire d'importants bénéfices (20 G\$ en 1996 et 1997 pour un investissement de 50 G\$, avant de payer les charges dues aux dettes et à l'émission d'actions). En réalité tous les coûts ne sont pas reportés, notamment ceux de plus en plus importants occasionnés pour maintenir la production de champs en déclin (BP préfère vendre son champ géant Forties en mer du Nord, plutôt que de payer les coûts d'exploitation d'un champ en déclin). En 1996 le bénéfice réel est de 12 G\$ et il chute à moins de 4 G\$ en 1997. Et pourtant beaucoup de gouvernements incitent les compagnies multinationales à prospecter et exploiter des gisements d'accès difficile en renonçant à leurs taxes (Venezuela, Golfe du Mexique, mer du Nord...). Les bénéfices en E&P doivent en particulier servir aux compagnies mères à payer les charges dues aux dettes et à l'émission d'actions (23 G\$ pour l'ensemble de ces compagnies en 1997, dont 17 G\$ pour les dividendes d'actions). Avec les cours bas du pétrole et les besoins d'investir, les compagnies pétrolières ont dû emprunter auprès de banques et émettre plus d'actions. Les investisseurs, en particulier les fonds de pensions, se sont montrés plus exigeant en terme de retour sur investissements, ignorant trop souvent les réalités physiques de l'E&P. Au delà du bilan financier, ils examinent les performances des compagnies en regardant leur production globale et leurs réserves. Or l'ensemble de ces compagnies montre entre 1991 et 1997 une production de pétrole et de GN quasi stable et des réserves prouvées tout juste renouvelées. Durant les années 90 et début 2000 les compagnies multinationales, face à la raréfaction des découvertes, se lancent dans des opérations de fusion ou acquisition d'autres compagnies permettant d'augmenter ses chiffres de réserves et de production : acquisition de la compagnie russe TDK et des compagnies étasuniennes Amoco et Sohio par BP ; fusion de Exxon et Mobil ; acquisition de Texaco et Unocal par Chevron. Sans ces acquisitions la production de ces compagnies serait déjà en déclin [BERENSON A. *An oil enigma : production falls even as reserve rises*. New York Times, 12 juin 2004\*]. En 2004 pour la première fois une grande compagnie, Shell, est obligée de diminuer les valeurs officielles de ses réserves prouvées, surévaluées.

Les compagnies nationales sont également soumises à de fortes pressions, mais de la part de leurs gouvernements. Beaucoup de compagnies ou pays producteurs se sont trouvés endettés (170 G\$ de dettes pour l'Arabie Saoudite en 2003...). Les compagnies nationales, si elles disposent de relativement plus de réserves que les compagnies internationales, doivent faire face à de nombreuses charges. Elles doivent fournir des devises à leur pays par leurs ventes sur les marchés internationaux, mais aussi réserver une partie de leur production au marché intérieur, la plupart du temps à un prix nettement inférieur aux cours internationaux<sup>[7]</sup>. D'un autre côté il est difficile de demander des efforts à une population dont la majorité vit au dessous du seuil de pauvreté. Le pétrole est souvent exporté pour cela tandis que le GN, du fait d'une utilisation plus directe et d'une difficulté de transport, est utilisé pour la consommation intérieure. Les charges deviennent de plus en plus difficiles à tenir quand les réserves s'épuisent et les besoins intérieurs ne cessent d'augmenter comme en Chine, Inde, Indonésie... . Dans un discours tenu devant

l'académie mexicaine d'ingénierie (Muñoz Leos R. *Evolución futura de PEMEX*. 23 août 2001\*) le directeur de la compagnie nationale PEMEX en fonction en 2001 décrit une situation où la faiblesse des réserves et le déclin de production de nombreux champs va provoquer un déclin global, si rien n'est changé. Il porte les investissements en E&P de 5 à 12 G\$ après 2000. Pour éviter un endettement excessif il réclame un allègement fiscal (la compagnie cède les deux tiers de ses revenus, avant investissement, à l'état). Face aux exigences des actionnaires ou des gouvernants, les compagnies sont amenées à surproduire les champs déjà exploités, entraînant des déclins importants après une forte production (voir annexe 5) et aggravant ainsi la déplétion naturelle. La situation est tellement critique pour l'industrie pétrolière que lorsque les cours chutent à 10 \$/b fin 1998 (pour résorber un excédent temporaire du à la crise en Asie en 1997), l'OPEP fait preuve d'une rare discipline. Elle diminue sa production jusqu'à faire remonter les cours au-delà de 25\$/b. Les cours ne sont plus jamais redescendu au niveau de 10 \$/b.

Cependant, fin 2003, tous ces signes ne semblent pas inquiéter les analystes des marchés pétroliers<sup>[8]</sup>. La plupart juge le cours d'alors à 30 \$/b anormalement élevé. Il est lié d'après eux aux mesures de restriction de production de l'OPEP, ainsi qu'aux événements politiques graves dans certains pays producteurs. La situation politique s'améliorant, les analystes prévoient une baisse du cours pour 2004, suivant un cycle déjà observé durant les dix dernières années. Deux ans plus tard ces mêmes experts ont, selon leurs propres termes, complètement changé de "paradigmes".

## **9.4 Depuis 2003, un "changement de paradigme"**

### **9.4.1 Les difficultés actuelles et leurs origines**

Fin 2005, la grande majorité des analystes des marchés se rendent à l'évidence : les cours élevés du pétrole, qui paraissaient encore temporaires en 2003 et début 2004, sont faits pour durer. Les schémas d'analyse précédents ne fonctionnent plus. 2004 a été une année calme en événements politiques, ou cataclysmes, susceptibles d'affecter la production. Les pays exportateurs de pétrole ont largement ouvert les vannes de leurs puits, la majorité dès 2003, tous en 2004 (d'après BP statistical review 2005\*). Ils ont même atteint leur capacité limite (annexe 7). Et pourtant les cours au jour le jour des marchés restent élevés, avec des pointes à 70 \$/b en 2005 quand des événements politiques ou naturels affectent une part, somme toute faible, de la production (l'équivalent de 0,3 Mb/j pour 2005 dans le golfe du Mexique, suite au passage des cyclones). L'indice le plus convaincant d'un changement est la hausse des prix des contrats à long terme depuis début 2004. Les cours à 5 ans, très stables à 20 \$/b entre 1990 et 2003, sont passés de 27 \$/b début 2004 à plus de 64 \$/b fin 2005 (*oil for delivery in five years rises on supply concern*. Bloomberg, 23 jan. 2006\*). Un nouveau schéma d'analyse s'impose. Il reconnaît l'existence d'un problème "structurel" et non plus "conjoncturel", mais cependant n'admet pas la possibilité d'un déclin proche et inéluctable de la production. La situation est comparable à celle de 1973, où un investissement élevé était nécessaire pour exploiter des gisements d'accès plus difficile et répondre à la forte croissance économique (voir annexe 3 et l'analyse de l'AIE, des ressources aux réserves). Les analystes reprochent à l'industrie pétrolière de ne pas avoir suffisamment investi durant les quinze dernières années<sup>[4]</sup>. Après le creux de la fin des années 80, les compagnies ont progressivement augmenté leur niveau d'investissement en E&P tout en restant, cependant, inférieur au maximum de 1981 (d'un tiers plus faible en 1998, en prenant en compte le coût de l'inflation). De plus une chute du cours du baril de pétrole provoque une baisse assez rapide des investissements, comme en 1999. Ces fluctuations des cours, ou cycles pour les analystes des marchés des matières premières, rendent les dirigeants des compagnies trop prudents. Les membres de

l'IFP constatent qu'ils préfèrent réduire leur niveau d'endettement quand les cours remontent, comme en 2000 et 2003, au détriment des budgets pour la prospection. Ces budgets ont beaucoup diminué depuis la fin des années 90. Le nombre d'équipes de prospection par ondes sismiques est passé de plus de 400 en 1998 à 170 en 2004<sup>[2]</sup>. En 2005 la quantité de pétrole extractible (brut + hydrocarbures liquides de GN) découverte est d'à peine 5 Gb, d'après la société d'études IHS [article de Oil & Gas Journal, 20 fév. 2006, p. 34], la plus faible quantité depuis la deuxième guerre mondiale. Le faible investissement expliquerait ce résultat. Les budgets de prospection ont enfin augmenté avec une hausse de 16% en 2005. Certains pays producteurs sont critiqués pour ne pas suffisamment investir ou s'ouvrir aux capitaux étrangers et produire plus, au vu de leurs réserves ou de leur potentiel théorique (Arabie Saoudite, Russie, Venezuela, Mexique...).

Ces reproches sont mal ressentis par l'industrie pétrolière dans son ensemble car, entre 1985 et 2003, elle a dû faire face à plusieurs contraintes :

- des prix de vente du pétrole bas ;
- des charges sociales pour les compagnies nationales, ou des dettes et des dividendes pour les compagnies internationales, représentant une part importante de leurs revenus bruts (voir précédemment) ;
- des coûts de E&P croissants (idem).

Entre 2002 et 2005, avec la hausse des revenus de la vente du pétrole, l'industrie pétrolière augmente son niveau d'investissement dans l'E&P en passant de 130 G\$ à 170 G\$ (en \$ constant de 2005, d'après l'IFP<sup>[2]</sup>). Le niveau atteint celui de 1980. L'augmentation ne se fait pas toutefois dans les mêmes proportions que la hausse des prix du pétrole (30% contre un doublement pour le prix) ; les compagnies continuent à se désendetter. Le nombre de plates-formes de forage en activité dans le monde passe de 1 830, en 2002, à 2 800 environ, en 2005 (voir le site Internet de la société de service Baker Hughes, *rig count*), les sociétés de services voient leurs activités et chiffre d'affaires fortement augmentés ... . Le Venezuela décide d'investir 56 G\$ d'ici 2012 pour accroître sa capacité de production. Le pays a augmenté de 12% le nombre de plates-formes de forage en 2005<sup>[9]</sup>. Depuis un an, l'Arabie Saoudite a doublé son nombre de plates-formes de forage en activité, avec 60 au début de 2006, et veut le porter à 120.

Derrière l'inflation des coûts en E&P se cache le problème de la déplétion inéluctable des ressources pétrolières (gisements plus difficiles à trouver, champs restant à exploiter de mauvaises qualités et déclin de ceux en exploitation). Les quantités de pétrole découvertes diminuent avec le temps en moyenne, non pas faute de prospection, mais par raréfaction des gisements importants. Seul l'accès à de nouveaux bassins au fort potentiel, d'après la géochimie, permet de relancer, pour un temps, l'activité de prospection (mer Caspienne, plateau et talus sous-marins de l'Afrique de l'ouest). Certes, il y a quelques régions encore peu explorées, comme la zone arctique, et la hausse des investissements aura sans doute un effet temporaire sur le taux de découvertes. Mais cela n'empêche pas la tendance de fond. C'est au vu des résultats de terrain que les compagnies ont fortement diminué leurs investissements dans ce domaine. Les mesures géophysiques, devenues très sensibles maintenant, ne détectent que des indices de petits gisements.

Les compagnies, qui n'hésiteraient pas à investir pour pouvoir augmenter leurs réserves, préfèrent investir dans la mise en place de nouvelles capacités de production sur des gisements connus<sup>[10]</sup>. L'OPEP présente de nombreux projets entre 2006 et 2010. Mais les coûts sont plus élevés qu'auparavant. Les investissements pour un champ terrestre aux

EUd'A étaient d'environ 1 000 \$ par unité de capacité en b/j. C'est encore le cas pour les champs géants d'Irak<sup>[11]</sup>, représentant les dernières opportunités. Les investissements sur les champs en mer du Nord sont de 5 000 \$ par b/j. Ceux en eaux profondes sont de 10 000 \$ par b/j. L'ensemble des coûts sur le dernier champ supergéant, Kashagan, est aussi estimé à 10 000 \$ par b/j<sup>[12]</sup>. Un petit champ en Alaska nécessite 17 000 \$ par b/j [*New oil is costly*. Anchorage Daily News, 11 avril 2006\*]. La production de pétrole brut à partir de l'extraction minière de sable asphaltique en Alberta, nécessite un investissement de 30 000 \$ par b/j de capacité. Celle par la méthode de drainage par gravité au moyen de vapeur demande 3,4 G\$ pour une unité de 60 kb /j soit 55 000 \$ par b/j<sup>[13]</sup>.

Ces investissements excluent les coûts d'exploitation et de maintenance. Or le maintien de la production des champs anciens nécessite des méthodes de récupération de plus en plus sophistiquées et coûteuses (injection de N<sub>2</sub> sur le champ Cantarell, extraction des pétroles très visqueux par la vapeur en Californie... voir annexe 5). L'investissement de 170 G\$ en 2005 indiqué par la note de l'IFP ne comprend que les coûts de prospection et de développement de nouvelles capacités. Pour l'Amérique du Nord ce coût est de 58 G\$. L'article de Oil & Gas Journal du 3 avril 2006 en pages 20 à 24 indique un coût de prospection, forage et production de 120 G\$ pour les EUd'A et le Canada. La différence entre les deux études ne peut provenir que des coûts de maintenance. La frénésie de forages ne résulte pas seulement de la mise en production de nouveaux champs. La surproduction demandée en 2003 et 2004 a accru les difficultés. La production du Venezuela baisse de 3 Mb/j sur 2004 à 2,6 Mb/j début 2006. Les tensions entre les compagnies étrangères opérant dans le pays et le gouvernement a certes aggravé la situation et le pétrole vénézuélien est en outre très corrosif, nécessitant la réparation ou le remplacement des puits plus souvent. Les dirigeants d'Aramco reconnaissent que sans un important travail de maintenance, dont le forage de nouveaux puits pour accroître leur densité sur un champ, le taux de déclin global serait de 6% par an au lieu de 2% actuellement [*Saudi Aramco boosts drilling efforts to offset declining field*. Platts, 11 avril 2006\*].

L'industrie doit aussi faire face aux conséquences des restrictions prises après la chute des prix de 1985. Le matériel lourd manque et/ou est vétuste. Les sociétés de services sont devenues trop peu nombreuses pour faire face à la soudaine demande. Le coût des services a subi une hausse moyenne de l'ordre de 10% en 2005, allant jusqu'à 200% pour la location de plates-formes de forage. A la pénurie de matériel s'ajoute celle de personnels qualifiés. La moyenne d'âge des ingénieurs et techniciens pétroliers est supérieure à 40 ans et les filières d'enseignement en ingénierie et en sciences physiques sont délaissées par les étudiants, surtout en Amérique du Nord et en Europe occidentale [Shelly T. *Oil industry asks for help to ease skills shortage*. Financial Time, 7 mars 2006\*]. Le personnel est parfois démotivé à la fois par la perception négative de l'industrie pétrolière par le public et les dirigeants politiques – qui s'est aggravée avec la hausse des prix des carburants –, et par les fortes contraintes internes de rentabilité et de croissance dans un contexte de déplétion du pétrole [Anonymous. *A letter from oil exploration insider*. Urban-survival.com, 21 fév. 05\* ; Simmons M. R. *2005 oil outlook*, worldoil.com, 1 mars 05\*]. Etant donné les délais pour construire de nouvelles plates-formes et des raffineries, et le temps de formation de futurs ingénieurs, à la fois théorique et pratique, pour être pleinement opérationnel (de l'ordre de 10 ans), ces problèmes ne se résoudreont pas immédiatement. Ils limiteront probablement le développement des projets dans les cinq ans à venir et hâteront la survenue du maximum de production. Ils laisseront un peu plus de réserves à exploiter après le maximum. Ce manque d'investissements dans le passé est certes indépendant de la déplétion naturelle. Il est la conséquence d'une vision économique à trop court terme qui sous-estimait les difficultés techniques et naturelles et considérait les prix bas du pé-



trole comme une évolution normale sans voir ses effets à plus long terme. Peut-être la conséquence la plus grave à venir est celle concernant les progrès de la R&D. Les innovations les plus marquantes, par les résultats obtenus, sont celles qui nécessitent le plus de persévérance en temps et en moyens face aux échecs, quelque soit d'ailleurs le domaine de la recherche. Elles nécessitent de prendre du recul par rapport aux schémas habituels, quitte parfois à s'éloigner, pour un temps, du problème initial à résoudre (l'invention de l'électricité n'a pas résulté de l'amélioration de l'éclairage à la bougie). Ces impondérables sont difficilement compatibles avec une gestion à court terme. Même au niveau du développement, la rencontre de difficultés imprévues occasionne des retards. La mise en exploitation du champ Kashagan a été retardée de plus de trois ans pour pouvoir mettre en place l'infrastructure la mieux adaptée à sa situation (en l'occurrence, îlots artificiels fixes pour une meilleure assise de forage et pour le prétraitement).

#### **9.4.2 La réaction des dirigeants de l'industrie pétrolière**

Face à la situation actuelle de prix élevés et de déclin naturel, les déclarations des dirigeants des compagnies pétrolières, ou les informations officielles issues de l'industrie, sont très ambiguës. Cela provient du fait que l'industrie se veut rassurante, voire optimiste, vis à vis des investisseurs et des acheteurs, dans la crainte d'un retour au scénario de 1985, et qu'elle doit, dans le même temps, faire face aux difficultés réelles de production.

Le président de l'OPEP en fonction début 2006 et ministre du pétrole du Nigéria, E. Daukoru, minimise les problèmes d'approvisionnement en pétrole des marchés [transcription d'un entretien télévisé du 7 mars 2006 sur la chaîne E&E.tv\*]. Il attribue la hausse des prix à une limitation actuelle de raffinage. Il n'évoque aucunement la possibilité d'un déclin naturel de production. Il considère aussi un cours à 50 \$/b comme un compromis acceptable entre les besoins d'investissements des pays producteurs et la bonne santé économique du monde. La croissance mondiale du PIB est toujours restée importante en 2005, malgré les prix élevés. Il pense que les tensions politiques comme en Iran et dans son pays vont s'apaiser avec des accords et aussi grâce à l'argent amené par la vente du pétrole.

Les dirigeants de la compagnie étasunienne Exxon Mobil, une des deux plus importantes compagnies multinationales, font partie des acteurs de l'industrie pétrolière les plus opposés à l'idée d'un déclin proche et inéluctable de la production, qui signifierait la fin de la croissance du PIB. Pourtant par son bulletin trimestriel destiné aux actionnaires the Lamp la compagnie a fourni les données permettant à ASPO d'établir l'évolution des quantités découvertes chaque année, avec la tendance à la baisse constatée depuis les années 60 (fig. 3 du document principal). Son responsable de l'exploration en 2003, Thompson J., parle d'un déclin global des champs de pétrole et de gaz en production de 4 à 6% par an, qui impose l'ajout de nouvelles capacités totalisant 100 Mb/j d'ici à 2015 (THOMPSON J. *A revolutionary transformation*. The Lamp vol.85 n°1, 2003, p.5\*) ; (les valeurs données paraissent même trop pessimistes, voir annexe 7). Dans son panorama 2004 de l'énergie (*2004 energy outlook*. Voir le site Internet de la compagnie), elle prévoit un maximum de production des hydrocarbures liquides des pays non OPEP pour 2010. La production des pays de l'OPEP doit permettre la croissance jusqu'à 2030. Or si Exxon Mobil connaît bien la situation hors OPEP (même en Russie) par ses opérations, ce n'est pas le cas de l'OPEP où elle est très peu implantée depuis 1980. La solution de l'approvisionnement à long terme proviendrait de l'exploitation des ressources dites non conventionnelles, théoriquement abondantes mais encore coûteuses.

Le directeur général de Shell/Deutsh Royal, J. Van der Veer, tient un discours proche. L'ère du pétrole facile à extraire est derrière nous. Simultanément à la hausse des coûts

d'exploitation, il faut faire face à la menace climatique due à l'émission excessive de CO<sub>2</sub> (ce que Exxon Mobil minimise pour l'instant). Il a confiance dans les progrès technologiques pour répondre à ces difficultés, à condition que l'industrie de l'énergie investisse massivement, 17 000 G\$ entre 2005 et 2030, et que les états réduisent leurs taxes sur les revenus de l'industrie [VAN DER VEER J. *Vision for meeting energy needs beyond oil*. Financial Time, 24 janvier 2006\*]. La compagnie Shell, comme d'ailleurs BP, envisage d'investir dans les énergies dites renouvelables comme l'énergie éolienne (budget de 1 G\$ en 2005, augmenté à environ 3 G\$ pour 2006. Les bénéfices de Shell en 2005 ont été de 23 G\$). Mais cette politique n'est pas du goût de beaucoup d'actionnaires, préoccupés du faible retour sur investissement de ces initiatives et qui se souviennent des résultats décevants des mêmes diversifications dans les années 70 et 80 [MACALISTER T. *Shell linked to takeover of wind turbine*. Guardian weekly, 3-9 march 2006, P.11].

C. de Margerie, présenté comme le futur président directeur général du groupe français Total, affirme que la production projetée pour 2030 par l'Agence Internationale de l'Energie, 120 Mb/j ou 44 Gb/an, n'est pas réalisable. Il insiste sur le manque de moyens, et non pas de réserves, pour empêcher de réaliser cet objectif.

La compagnie Chevron est celle qui affirme le plus ouvertement les difficultés actuelles de l'industrie. A la surprise d'une partie de ses actionnaires, elle a lancé une campagne de sensibilisation sur l'avenir de l'énergie (création d'un site "Willyoujoinus.com". Il y est affirmé que 33 pays producteurs sur les 48 principaux ont une production en déclin).

### **9.4.3 Un contexte politique menaçant**

Le directeur général de Chevron en 2005, D. O'Reilly, outre les difficultés de prospection et d'exploitation des nouveaux gisements, mentionne la concurrence récente et impitoyable des compagnies chinoises et indiennes dans l'obtention de projets à développer dans le monde. Le développement économique de la Chine et de l'Inde, et les limites de leurs ressources - la production de leurs principaux champs a amorcé un déclin -, les obligent à rechercher à l'étranger une partie croissante de leurs ressources énergétiques. A côté de cette concurrence les analystes soulignent les menaces sur l'approvisionnement des marchés internationaux que font peser des revendications populaires (en Equateur, Bolivie, Nigéria...), et les politiques menées par certains dirigeants d'états, comme au Venezuela, en Iran et en Russie.

Toutes ces menaces s'adressent plus spécialement aux grands groupes multinationaux et à leurs principaux clients qui sont les pays de l'organisation de coopération et de développement économique (en pratique, les EUd'A, les pays d'Europe de l'Ouest et ceux de l'extrême Orient). Préoccupés par leurs propres problèmes économiques, ces groupes ont sous-estimé, voire amplifié par leur politique, le sentiment d'injustice ressenti par les populations des régions dont ils exploitent les ressources. Elles en tirent très peu de profits et en subissent les inconvénients comme pollution, enchérissement des prix de produits locaux, formation de bandes criminelles, corruption politique, voire expropriations. La rente du pétrole ne profite qu'à une minorité du pays, accroissant les inégalités et le ressentiment [WIRA K. *Death rules Niger delta in battle for oil*. The observer via the Guardian weekly, 31 mars-6 avril 2006, p.19, et VIDAL J. *Oil grab in Africa*. The Guardian weekly, 22-28 octobre 2004, p.15 et 16]. Les prix élevés et les bénéfices exceptionnels des compagnies n'ont fait qu'aviver ce sentiment.

Le plus inquiétant pour les compagnies multinationales sont les recommandations préconisées par des groupes politiques et économiques, ou encore des agences gouvernementales, dans des états producteurs jusque là ouverts à ces compagnies. Ces

recommandations ont pour but de préserver les ressources des états pour leurs propres besoins sur le long terme. Le gouvernement de Trinidad et Tobago, dans les Antilles, exige que les prochaines extensions des usines de liquéfaction du GN – pour les exportations vers les EUd'A – incluent des installations de traitement et distribution du GN pour les besoins locaux. Début 2005 le bureau du vice premier ministre des Emirats Arabes Unis (EAU) a publié un rapport intitulé le GN et l'avenir de la coopération arabe, remettant en question l'intérêt à exporter le GN en dehors du Golfe Persique. Face aux "règles internationales inéquitables", il préconise de réserver cette ressource pour le développement d'un système économique arabe [*Natural gas and the futur of Arab cooperation*, dépêche de l'agence de presse des Emirats WAM, 31 mars 2005]. Les EAU, via la compagnie semi-privée Dolphin, construit un réseau de gazoducs à travers la péninsule arabique pour répondre aux besoins croissants de la région en GN (7% par an en Arabie Saoudite, Oman et EAU, au moins deux fois plus qu'en Europe). Dolphin compte alimenter son réseau avec le GN du principal pays exportateur de la région, le Qatar. Le Qatar dispose du plus grand champ de GN dit non associé (car sans pétrole), le champ du Nord, avec une réserve estimée à environ 25 T.m<sup>3</sup> dans les conditions standards (notées (s) – ie 16°C et 1013,6 hPa). EAU a consommé 38 G.m<sup>3</sup> (s) de GN en 2004, deux fois plus qu'en 1993. De nombreux groupes multinationaux (comme Exxon Mobil, Total, des compagnies japonaises et coréennes...) ont conclu des accords pour exploiter le champ du Nord et vendre le GN en Europe, Extrême-Orient et EUd'A dont les besoins grandissent suite au déclin de leurs propres ressources et à la hausse de la consommation. Depuis mars 2005 le Qatar a cessé de signer de tels accords, voire reporté certains. Cependant le pays semble vouloir privilégier la compagnie arabe Dolphin au détriment des compagnies internationales, d'autant plus que cette compagnie paye au prix fort du marché [*UAE keen to buy more gas from Qatar*. Bloomberg via gulf Times, 14 fév. 2006\*].

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

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

<sup>1</sup> *BP is now the world's largest oil producer*. Petroleum Review, oct.2005. p 24, 25 et 41.

<sup>2</sup> SAGARY C. et SANIERE A. *Activité et marchés en exploitation-production*. Panorama 2006, IFP\*.

<sup>3</sup> PERRODON A. *Quel pétrole demain ?* Paris : éditions Technip. 1999. 95 p.

<sup>4</sup> RECH O. et SANIERE A. *Investissement et déplétion*. Panorama 2004, IFP\*.

<sup>5</sup> Sciences EDP Sciences, 2005. 626 p.

<sup>6</sup> SIMMONS M. R. *Why oil prices need to rise...* . Louisiana State University. Oil, gas & energy quarterly. Mai 1999\*.

<sup>7</sup> RECH O. *L'offre et la demande pétrolière*. Panorama 2006, IFP\*.

<sup>8</sup> BABUSIAUX D. *L'offre et la demande pétrolière*. Panorama 2004, IFP\*.

<sup>9</sup> Wilson P. *Venezuela boosts oil rigs, not enough to raise output*. Bloomberg, 3 mars 2006\*.

<sup>10</sup> SKREBOWSKI C. *Oil field megaprojects*. Petroleum Review, avril 2006, 28-31\*.

<sup>11</sup> *World Energy Outlook 2005*. Agence Internationale de l'énergie. 629p.

<sup>12</sup> NANAY J. *The north caspian PSA: Kashagan's développement*. Middle East economic survey, vol. 47, No32, 9 août 2004.

<sup>13</sup> MORITIS G. *EOR/Heavy oil survey*. Oil & Gas Journal, 17 avril 2006 , 37-41.