

# ANNEXE 7

## L'ÉQUILIBRE ENTRE L'OFFRE ET LA DEMANDE

### 7.1 Présentation

L'équilibre entre l'offre et la demande résulte d'une contrainte physique : la quantité consommée de pétrole ne peut pas dépasser celle qui est produite, si on néglige l'utilisation des stocks (ces stocks, commerciaux et stratégiques, représentent quelques mois au plus de consommation). Offre et demande s'équilibrent entre l'ajout de nouvelles capacités de production d'un côté, et la hausse de la demande et le déclin éventuel des capacités anciennes d'un autre côté. Le terme de capacité se réfère au débit de pétrole brut et d'hydrocarbures liquides séparés du gaz naturel (GN), quand ils existent, indiqué en baril par jour (b/j) et ses multiples (kb/j, Mb/j). Les bilans entre l'offre et la demande traitent en général de données de débits moyennés sur un an. Le débit maximal, ou nominal, est fixé par la capacité des installations d'un champ pour extraire et traiter le pétrole, elle-même établie à partir des estimations des réserves du champ (voir annexe 5). Le débit réel est contraint, soit par des considérations économiques (suivant la demande et les prix), soit par la déplétion naturelle, soit encore par des facteurs extérieurs, pour l'instant de faible portée (événements politiques, cataclysmes naturels). Des crises majeures d'ordre politique ou économique affectant demande et/ou offre ne sont pas évoquées ici (voir fin annexe 6 pour cela). Cette annexe présente trois études de prévision de l'évolution, année par année, de l'offre et de la demande sur les cinq à dix années à venir. Elles examinent si l'offre pourra répondre à la demande. Par rapport aux modèles de déplétion présentés en annexe 6, ces études examinent l'approvisionnement en pétrole sur le court et moyen terme, s'intéressant à des détails que négligent les modèles de déplétion, comme la liste, champ par champ, des projets réalisés. La différence entre les deux types d'études peut se comparer à celle entre un modèle de prévision météorologique et un modèle de prévision climatique. Cependant, la proximité du maximum de production des modèles de déplétion doit finir par être perceptible sur les projections de l'offre, par manque de nouvelles capacités et le déclin des anciennes. Du fait de la croissance de la demande (d'après des projections comme celles de l'agence internationale de l'énergie, AIE, voir p.81 de son rapport World Energy Outlook 2005), la rupture de l'équilibre doit survenir avant le maximum de production lié à la déplétion. Due à l'effort actuel pour exploiter le maximum de champs connus, mais non encore utilisés, la régression probable de la demande sous l'effet des prix élevés et, dans une moindre mesure, l'utilisation des stocks, ces deux événements ont des chances de coïncider.

Les trois études prévisionnelles sur l'offre et la demande de pétrole dans le monde arrivent à des conclusions assez différentes. Elles reconnaissent cependant toutes les difficultés à assurer l'équilibre dans le temps en raison de la baisse progressive des découvertes. Certaines attribuent cette situation à un manque d'investissements par le passé et non de ressources. La première étude est celle menée par C. Skrebowski, membre d'ASPO et éditeur de la revue *Petroleum Review*. Elle est régulièrement mise à jour sur cette revue<sup>[1,2,3]</sup>. La seconde est contenue dans le rapport sur l'industrie pétrolière en 2004 publié en mai 2005 par la Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières (DGEMP) du ministère français de l'industrie (partie 2 du rapport, rédigée par G. Llorca)<sup>[4]</sup>. La dernière étude, *worldwide liquids capacity outlook to 2010: tight supply or excess of riches ?*, a été réalisée par une société privée d'étude des marchés de l'énergie, Cambridge Energy Research Associates (CERA), filiale de la société IHS. Son étude est payante, plus de 1000 \$, mais les

conclusions et une grande partie des valeurs ont été publiées dans le communiqué de presse et le résumé accompagnant la sortie de l'étude le 21 juin 2005 (voir site de CERA), et lors de l'audition le 7 décembre 2005 d'un des deux auteurs, R. Esser, devant la commission d'enquête du congrès étasunien chargée d'établir la réalité du « pic de pétrole » (l'audition transcrite est disponible sur le site de Global Public Media sous le numéro 586). R. Esser a profité de son audition pour mettre à jour certaines valeurs de capacités par rapport aux documents initiaux.

## 7.2 Petroleum Review

La revue Petroleum Review a constitué depuis au moins 2003 une base de données contenant tous les projets de nouvelles capacités de plus de 50 kb/j, champ par champ, année par année, jusqu'à 2010 inclus. En raison du long délai de planification et de réalisation tous les projets de nouveaux champs de grande capacité devant démarrer entre 2005 et 2010 inclus ont été décidés. Entre l'article de 2005 et celui de 2006 la liste s'est étoffée des projets de moyennes capacités (entre 50 et 100 kb/j), mais également de projets oubliés ou rendus publics tardivement (en particulier ceux des pays de l'OPEP). Du fait du secret entourant souvent les opérations des compagnies nationales il est difficile de prétendre à l'exhaustivité et de tirer des conclusions hâtives. Ainsi la liste de 2006 ne semble pas inclure les projets de la compagnie mexicaine, PEMEX, rendus public récemment dans un article p. 35-36 de l'édition de Oil & Gas Journal du 17 avril 2006. Cependant, avec le désir de rassurer les opérateurs des marchés pétroliers (pour éviter un scénario identique à celui des années 80), toutes les compagnies semblent avoir indiqué leurs projets en cours. La base de Petroleum Review contient également une liste complémentaire de projets potentiels (pour après 2010). Pour chaque projet sont indiquées : leur localisation, la compagnie maître d'oeuvre, les compagnies associées, la production maximale de pétrole attendue, éventuellement celle de GN associé et les estimations de réserves. Les projets sont classés par année de démarrage, sachant qu'un champ n'atteint pas immédiatement sa pleine capacité. Les plus grands projets (regroupant parfois plusieurs champs géologiques voisins comme le projet sous-marin Kizomba au large de l'Angola) sont découpés en 2, 3 voire 4 phases décalées de 2 à 3 ans. Certains projets correspondent à des extensions de capacités existantes ou à la mise en place de méthodes de récupération améliorée (seul le gain attendu est indiqué). Les projets concernent tous les hydrocarbures liquides fossiles : pétrole brut, liquides de GN et bitumes d'Alberta ou d'Orénoque. Notons que les capacités classiques, pétrole brut sur le continent ou à faible profondeur d'eau (< 500 m), sont de plus en plus rares, excepté des projets dans le Golfe persique et ceux concernant des pétroles bruts extraits de régions à l'environnement semi-polaire (mer Caspienne, mer de Barrents, îles Sakhalines en Extrême-Orient, voir annexe 5).

La production annuelle des nouvelles capacités est calculée en prenant en compte le fait que les champs n'atteignent pas immédiatement leur capacité maximale. Chaque année, C. Skrebowski donne la valeur de production, moyennée sur l'année, des capacités ajoutées par rapport à l'année précédente, soit qu'elles correspondent aux capacités démarrant cette année là, soit qu'elles correspondent aux accroissements avant le maximum des capacités déjà en fonction l'année précédente. Entre fin 2004 et fin 2010, une capacité brute totale de 20,2 Mb/j doit être ajoutée (en oct. 2005, C. Skrebowski indiquait un total pour la même période de 16 Mb/j). En comparant les prévisions de production de PEMEX pour ses projets, souvent des expansions de champs déjà exploités, et les données de productions en 2004 de ces mêmes champs (PEMEX. Statistical – Yearbook 2005\*), l'accroissement mexicain est officiellement de 0,9 Mb/j. Le total est donc 21,1 Mb/j. Ce premier recensement ne préjuge pas de la réalisation complète du projet à la date prévue. En réalité les retards sont assez

fréquents et les niveaux de capacités ne sont parfois pas atteints. Le projet sur le champ Kashagan a été déjà retardé de 3 ans. Les projets saoudiens, tels qu'indiqués début mai 2006, sont loin d'être garantis, notamment ceux après 2007. Les prévisions saoudiennes ont été souvent modifiées comme le montrent, par exemple, les différences entre les informations d'octobre 2005<sup>[2]</sup> et celles d'avril 2006<sup>[3]</sup>. L'accroissement brut prévu, entre fin 2004 et fin 2010, est passé de 3,1 (en incluant le projet Qatif réalisé début 2005) à 4,0 Mb/j. M. R. Simmons exprime des doutes sur la pérennité, voire la réalisation d'une grande partie des projets saoudiens car ils concernent presque tous d'anciens champs plus ou moins abandonnés pour des problèmes d'exploitation, comme sur le champ Khurais (1,2 Mb/j prévu en 2009)<sup>[7]</sup>. Les différentes tentatives d'exploitation de ce champ dans les années 70 et 80 se sont révélées décevantes, malgré les moyens mis en œuvre (forage de plus de 80 puits producteurs avec une bonne densité, puits distants de 2 km environ sur la principale zone productrice, accompagné du forage de plus de 50 puits d'injection de gaz..., pour une production qui n'a jamais atteint 0,15 Mb/j). Les projets de PEMEX sont aussi très optimistes (Rodriguez I. *Sobrestimada, la producción en Ku-Maloob-Zaap: expertos*. La jornada, 6 août 2005\*). Le principal accroissement de production, 0,5 Mb/j sur un ensemble de trois champs, grâce à l'injection d'azote comme sur le champ Cantarell, de caractéristiques très proches de ces champs (voir annexe 5), ne sera probablement que de courte durée, s'il est atteint, ainsi qu'il est observé sur le champ Cantarell. Par ailleurs, l'industrie pétrolière souffre actuellement d'un manque de matériels, dont des plates-formes de forage, et de personnels (voir annexe 9). Ces manques ont des chances de durer jusqu'en 2010, affectant le développement des projets. Pour tenir compte de tout cela, C. Skrebowski propose une deuxième valeur de capacités annuelles, à partir de 2006, en supposant que 20% des capacités subissent un retard d'un an et que 90% du niveau prévu est atteint. Ce modèle surévalue probablement les retards sur les projets bientôt achevés (et donc moins sujets à imprévus) et sous-évalue, par contre, les retards sur ceux après 2007. Cet inventaire ne tient pas compte des projets sur des petits champs non encore exploités (de capacité inférieure à 50 kb/j) difficilement recensables. Le rapport de la DGEMP mentionne que les petits projets représentent au total la moitié des grands. Cependant, il n'indique pas la valeur du seuil qui sépare ces projets, sans doute proche de celle de CERA (75 kb/j) et donc supérieure à celle de Petroleum Review. D'autre part, le rapport parle de "petites opérations d'extensions dans d'anciennes provinces" qui incluent aussi les travaux pour limiter le déclin de type I, ce qu'exclut le dernier modèle de C. Skrebowski (voir ci-après ; la DGEMP utilise un déclin global incluant tous les types de déclin). En 2004, le total des grands projets représentait 1,1 Mb/j<sup>[2]</sup> et donc, d'après la DGEMP, celui des petits 0,6 Mb/j. Les petits projets, tels que définis par C. Skrebowski, représentent une valeur plus faible.

La croissance annuelle de la demande est très variable d'une année sur l'autre<sup>[6]</sup>, mais a toujours été positive depuis 1987. En 2005, elle a été de 1,1 Mb/j (1,4%/a) et l'AIE prévoit une hausse de 1,5 Mb/j (presque 2%/a) pour 2006. C. Skrebowski prolonge cette tendance jusqu'en 2010. Dans son panorama de 2005 de l'énergie mondiale, l'AIE décrit un scénario de base où la demande en pétrole croît de 1,4% par an en moyenne jusqu'en 2030, avec 92 Mb/j en 2010 et 115 Mb/j en 2030 (*World Energy Outlook 2005*, p.81).

Le point le plus délicat de l'étude de C. Skrebowski, comme des autres, est d'estimer le déclin au niveau mondial des champs déjà en production. Dans un premier temps, C. Skrebowski a tenu compte d'un déclin global pour ces champs. Ce déclin regroupe trois types de déclin :

- le déclin de production d'une partie des puits d'un champ dont la capacité peut cependant être maintenue ou même augmentée par le forage de nouveaux puits ;

- le déclin de production d'un champ dans un pays capable d'au moins compenser ce déclin à l'aide d'autres champs ;
- le déclin de la production d'un pays ayant passé son maximum naturel.

La production de pétrole d'un puits chute par assèchement local de pétrole, bouchage, endommagement par corrosion, ou encore par infiltration d'eau ou de gaz plus mobiles que le pétrole dans la roche-réservoir. D'autres puits sont creusés, compensant ces pertes. Les champs sont souvent soumis à un programme d'injection de gaz et/ou d'eau pour relancer la production. Il s'agit de la gestion normale d'un champ (voir annexe 5). Malgré tous ces efforts, le champ finit par présenter un déclin de production. Le travail de forage, accompagné de méthodes de récupération améliorée (dont les effets semblent assez limités, voir annexe 5) est poursuivi pour atténuer le déclin. Le déclin brut du champ Prudhoe Bay serait de 18% par an sans ces travaux au lieu d'un déclin réel, ou net, de 10% par an (annexe 5). Depuis 2003 et la forte demande en pétrole, le nombre de plates-formes de forage en activité a beaucoup augmenté (voir annexe 9). La prospection ayant plutôt baissé, cette activité est destinée, avant tout, à maintenir la production ou à atténuer son déclin, même dans des pays comme l'Arabie Saoudite. Le 1<sup>er</sup> mai 2006, un des responsables de la production d'Aramco, Dr M.Y. Al-Qahtani, dans la présentation qu'il a faite au Center for Strategic & International Studies à Washington (voir le site Internet du CSIS), indique un accroissement de capacité entre 2004 et 2010 de 3,2 Mb/j (la différence avec 4,0 Mb/j vient probablement du fait que le responsable saoudien ne parle que de pétrole brut, hors donc hydrocarbures liquides de GN). Al-Qahtani M.Y. indique aussi une capacité totale fin 2010 de 12,0 Mb/j, avec un accroissement net de 2,0 Mb/j sur 6 ans. Les Saoudiens reconnaissent ainsi une perte par déclin net de production des champs déjà exploités de 1,2 Mb/j, soit à peu près 2% par an (des valeurs de 5%/a à 10%/a - voir USEIA country analysis briefs\* - ont été avancées ; il s'agit peut-être de valeurs de déclin brut). Quand le pays est capable de compenser voire d'augmenter sa production par de nouvelles capacités, comme c'est le cas pour l'Arabie Saoudite, le déclin est du deuxième type. Il arrive cependant un moment où cet apport ne suffit plus, surtout quand les meilleurs champs du pays sont tous en déclin et qu'il ne reste que des gisements de plus en plus petits à exploiter. Les principaux pays producteurs de la mer du Nord ont passé ce stade vers 2000. En 2005, leur taux de déclin est presque de 10%. L'Iran et le Venezuela semblent aussi proches de cette situation (annexe 8 et 9 respectivement). Les données sur le troisième type de déclin sont relativement faciles à obtenir, à l'aide par exemple des données de production par pays de BP Statistical Review of World Energy\* ou de l'USEIA\*. En 2003 la baisse de production des pays en déclin a représenté 1,1 Mb/j ou 0,4 Gb, en 2004, 0,9 Mb/j correspondant à 1,1%/a de la production totale. En 2005, le déclin de type III a enlevé 1,2 Mb/j. Cette valeur devrait augmenter avec le déclin de production de nouveaux pays dans les années qui viennent (Chine, Mexique, Danemark, Inde, Malaisie, Brunei...).

Précédemment, C. Skrebowski avait appliqué un déclin global pour l'ensemble des trois types de déclin en prenant 3 puis 5% par an. Le responsable de la prospection de la compagnie Exxon Mobil, Thomson J. - à la retraite depuis - , déclarait prendre une valeur de 5%/a, laissant entendre même qu'il s'agissait de déclin net<sup>[5]</sup>. Le déclin global de C. Skrebowski correspond au déclin brut dont une bonne partie est compensée – pour l'instant – par des actions ponctuelles comme les forages de nouveaux puits. La seule partie visible est celle de type III. En 2005, ce déclin a été de 1,2 Mb/j, dont 0,15 Mb/j pour les pays de l'OPEP, largement compensé par la mise en production de nouvelles capacités. La perte de 4,2 Mb/j prévue par C. Skrebowski pour 2005 s'est donc trouvée largement invalidée. Cependant le déclin de type II est réel, comme le montre l'exemple de l'Arabie Saoudite. Il y a donc de fortes chances pour que le déclin de type III s'amplifie et celui de type II devienne visible (il

devrait figurer avec le déclin de type III dans le bilan donné sur le tableau 7-1).

| Mb/j  | 2004 | 2005     | 2006 | 2007 | 2008  | 2009 | 2010  |
|---|------|----------|------|------|-------|------|-------|
| Demande   | 82,4 | 83,5     | 85,0 | 86,5 | 88,0  | 89,5 | 91,0  |
| Hausse de la demande                                | -3,1 | -1,1     | -1,5 | -1,5 | -1,5  | -1,5 | -1,5  |
| Capacités de plus de 50 kb/j (apport prévu)         | +1,1 | +2,6     | +3,4 | +3,7 | +3,2  | +4,0 | +3,3  |
| Capacités de plus de 50 kb/j (apport plus réaliste) | +1,1 | +2,6     | +2,4 | +2,9 | +3,6  | +3,4 | +3,0  |
| Déclin de type III                                  | -0,9 | -1,2-0,3 | -1,4 | -1,6 | -1,75 | -1,8 | -1,85 |
| Volume excédentaire                                 | -2,9 | 0        | -0,5 | -0,2 | 0,4   | 0,1  | -0,4  |

**Tableau 7-1** : volumes journaliers moyennés sur un an, en Mb/j, pour un bilan entre offre et demande. Sources : C. Skrebowski complété par IEA oil market report, avril 2006\*.

Le tableau ci-dessus présente le bilan entre l'offre et la demande année par année d'après les données et le modèle de C. Skrebowski. Les gains de raffinage sont inclus dans la production mondiale. Le volume manquant doit être compensé par des projets de faible capacité. En 2004 ce volume a été compensé en grande partie par la contribution des marges excédentaires de capacité existantes avant les fortes demandes de 2003 et 2004. Les pays qui le pouvaient – ceux de l'OPEP en pratique – ont augmenté la production de leurs champs jusqu'à leur capacité nominale. Officiellement, l'OPEP ne disposerait plus que de 1,5 Mb/j de marge de capacité<sup>[6]</sup>. Cette marge provient de champs de pétrole dense et soufré que les raffineries ont du mal à traiter, particulièrement du champ sous-marin Safaniya en Arabie Saoudite produisant 0,6 Mb/j mais de capacité de 1 à 1,5 Mb/j (d'après Aramco<sup>[7]</sup>). Une raffinerie pouvant traiter ce pétrole brut est en projet pour 2011 dans ce pays. En attendant les marges excédentaires sont pratiquement nulles. Après 2005, le bilan est calculé en considérant les imprévus dans l'achèvement des projets, d'après le modèle de C. Skrebowski. L'année 2005 inclut dans le déclin les pertes équivalentes en capacité dues au passage de cyclones dans le golfe du Mexique. Les projets du Mexique sont exclus (en supposant qu'ils servent à atténuer le déclin annoncé de Cantarell et d'autres champs). En 2005 le bilan est quasiment nul, effectivement constaté sur la marge excédentaire de capacité en fin d'année, inchangée par rapport à fin 2004<sup>[6]</sup>. Les années 2006 et 2007 devraient être déficitaires d'après le modèle de C. Skrebowski. A contrario, 2008 et 2009 devraient être excédentaires. Mais vu les incertitudes sur les valeurs du tableau et le modèle, les faibles valeurs du volume excédentaire ne sont pas significatives. On peut dire que jusqu'en 2010 inclus, le bilan va être presque nul créant des tensions sur les prix et sur un système d'approvisionnement sensible à la moindre interruption (comme celle due à des cyclones dans le golfe du Mexique). Si le déclin s'avère plus élevé – ce qui a de fortes chances de se produire, vu l'accroissement du nombre de pays dont la production est en déclin et les difficultés pour une grande partie des autres, – l'équilibre entre offre et demande sera rompu avant 2010.

L'accroissement théorique des capacités entre fin 2004 et fin 2010 est de 20 Mb/j (21 Mb/j en incluant la contribution de PEMEX). En tenant compte d'imprévus, il serait de 18 Mb/j (18,5 Mb/j avec celle de PEMEX). L'accroissement de la demande entre ces deux dates est de presque 10 Mb/j. Le déclin de type III retirerait une capacité de 10 Mb/j dans le même temps. Le bilan sur 6 ans est négatif de 1 à 2 Mb/j.

### 7.3 DGEMP

La partie-2 du rapport de la DGEMP commence par admettre la nécessité d'un autre modèle que le modèle R/P du fait de "rigidités techniques" qui imposent un profil de production en forme de cloche plutôt que de carré. Le modèle présenté à la place est très proche de celui de C. Skrebowski en oct. 2005<sup>[2]</sup> avec un déclin global des capacités avant ajout de nouvelles capacités pris à 3% par an, c'est à dire une perte de production de 13 Mb/j entre 2004 et 2010. La croissance de la demande sur la même période est prise à 2%/a totalisant 10 Mb/j supplémentaire (la demande passe de 78,5 Mb/j à 88,5 Mb/j, hors gains de raffinage). Pour compenser le déclin et satisfaire la demande, 23 Mb/j en tout, des capacités de production correspondant à une réserve initiale globale d'au moins 22 Gb doivent être développées chaque année. Leur production crête globale est de 3,9 à 4 Mb/j, c'est à dire 6 à 7%/a des réserves, en cohérence avec les valeurs observées pour un champ (voir annexe 5), en étant toutefois proche du seuil de déclin. Le modèle tient même compte du déclin futur de ces capacités qui oblige à augmenter progressivement les réserves annuelles à exploiter. Les réserves proviennent dans un premier temps - de 2005 à 2013 - des champs connus mais non encore développés (réserves de 216 Gb, excluant les gisements de bitume). Elles fourniraient une capacité supplémentaire de 25 Mb/j fin 2010, et 35 Mb/j fin 2013, dont deux tiers par des grands projets, soit donc 17 et 23 Mb/j respectivement. La limite entre petits et grands projets n'est pas précisée, sans doute de l'ordre de 75 kb/j. Les indications sur les grands projets sont vagues ou paraissent optimistes (c'est le cas pour l'Irak où le rapport prévoit une capacité de 6,5 à 7,5 Mb/j avant 2012, laquelle personne ne croit plus - voir annexe 8 et données de Petroleum Review<sup>[3]</sup> -). Les valeurs des projets dans les régions prometteuses (mer Caspienne, gisements en eaux profondes...) sont plausibles, du moins en accord avec les valeurs données par Petroleum Review. L'auteur du document compte aussi sur 20 Gb de découvertes annuelles (hors réévaluation d'anciens champs), surtout après 2013. Or le taux moyen entre 1998 et 2003 est de 12 Gb/a, avec un creux de 5 Gb en 2005. En outre si elles restaient à 20 Gb le modèle prévoit, à cause du déclin global de 3%/a, un maximum vers 2023 (graph. 3 : production 2005-2030). L'auteur a conscience des difficultés puisqu'il souligne que la réalisation des nouvelles capacités est conditionnée à "la bonne marche des opérations" et à la mobilisation d'un investissement de 900 G\$. En ajoutant les coûts d'exploration et de maintenance de la production il prévoit au moins 250 G\$/a d'investissement dès maintenant, ce dont les compagnies se rapprochent (voir annexe 9). Comme d'autres, ses espoirs se portent sur les pétroles bitumeux du Venezuela et du Canada.

### 7.4 CERA

En l'absence du document principal il est parfois nécessaire de deviner les définitions et la méthode utilisées par CERA à partir des valeurs indiquées dans les documents d'accompagnement. CERA emploie le terme de capacité productive d'hydrocarbures liquides (du pétrole brut au GTL), qu'elle définit comme le niveau maximum durable auquel les hydrocarbures peuvent être produits et commercialisés. Il peut donc différer de la production réelle. Pour 2004, la capacité mondiale, d'après CERA, était de 85,1 Mb/j, alors que la production réelle a été de 78,5 Mb/j (en excluant les gains de raffinage, conformément aux définitions et valeurs données par IHS, maison mère de CERA<sup>[8]</sup>). Ce décalage ne pourrait s'expliquer que par des événements politiques ou climatiques affectant la production, ou encore par une utilisation non maximale des capacités de champs en exploitation. Or 2004 a été une année relativement tranquille (si on excepte l'ouragan Ivan dans le Golfe du Mexique, provoquant une perte équivalente à 50 kb/j sur 2004, et les problèmes que rencontre l'Irak pour développer de nouvelles capacités), et la marge excédentaire de capacité a été réduite à 1,5 Mb/j en

raison de la forte demande, comme indiqué précédemment. Les valeurs de CERA sont déjà en décalage avec les données officielles. CERA affirme avoir mené un travail très précis de recensement des nouvelles capacités entre 2004 et 2010 en utilisant la base de données d'IHS sur les grands projets (>75 kb/j). En 2010 il prévoit une capacité de 102 Mb/j (entre 101,4 et 102,6 suivant les documents). La demande en hydrocarbures liquides sera de 89,5 Mb/j, en appliquant le taux de 2,2% /a pris par CERA. La marge reste donc confortable. Entre 2004 et 2010, les capacités brutes ajoutées totaliseront 17,7 Mb/j ou presque 3 Mb/j en moyenne chaque année. Sans doute quelques projets récents, en particulier saoudiens, n'ont pas été pris en compte.

CERA indique aussi une capacité nette de 16,4 Mb/j. La différence suppose la prise en compte d'une perte de capacité de 1,3 Mb/j entre 2004 et 2010, ou 0,2 Mb/j en moyenne chaque année. L'analyse par pays montre que CERA sous-estime le déclin de production des champs exploités actuellement. Par exemple la situation de l'Iran est délicate avec 10% de déclin annuel sans nouvelle capacité, d'après son ministre du pétrole en fonction en juillet 2005, et des projets de capacité de plus en plus faible (voir annexe 8). CERA estime pourtant que sa capacité augmentera de 1 Mb/j sur dix ans pour atteindre 5,2 Mb/j en 2015. Les capacités futures du Koweït et du Venezuela semblent aussi surestimées, au vu des informations récentes (annexes 8 et 9). CERA prévoit une baisse totale de capacité de 1,3 Mb/j entre 2005 et 2010 pour les pays dont la production globale diminue irréversiblement (Norvège, Royaume-Uni, EUd'A, Mexique). Or en 2004 la perte de capacité sur un an de ces pays a déjà été de 0,9 Mb/j (voir BP review 2005). Le taux prévu est de 5%/a au Royaume-Uni (or 10%/a en 2004 et 2005 d'après le department of trade and industry, le ministère britannique du commerce et de l'industrie), 3,5%/a pour la Norvège (or 9%/a en 2005, 5%/a prévu pour 2006, d'après le Norwegian Petroleum Directorate, l'agence d'état chargée des ressources pétrolières, rapporté par une dépêche d'Associated Press du 12 janvier 2006, *Norway sees dip in 2006 oil production*), 1,3%/a pour les EUd'A (or 2,5%/a en 2004 d'après BP Review 2005).

CERA conclut en ne voyant pas de pic de production de pétrole avant 2020. Il prévoit un « plateau ondulant » de production dans 20 à 40 ans.

## 7.5 Synthèse des trois études

Les trois études utilisent un modèle similaire pour prévoir la production pour 2010 avec trois paramètres : la hausse de la demande, le déclin d'une partie des capacités actuelles et l'ajout de nouvelles capacités. Certaines valeurs et donc la conclusion quant à la date précise d'un maximum de production diffèrent. Les études s'accordent sur une hausse de la demande de l'ordre de 2% par an, augmentant la consommation d'environ 10 Mb/j en 6 ans.

La perte globale due au déclin des capacités en exploitation et les modèles pour en tenir compte diffèrent entre les études, même si toutes reconnaissent ces pertes. La DGEMP considère un taux global pour tous les types de déclin de 3%/a, donnant une perte de 13 Mb/j sur 6 ans. En avril 2006, Petroleum Review ne considère que le déclin de troisième type, celui au niveau d'un pays - assez facile à voir -, le faisant croître de quelques pour cent par an. De 2004 à 2010, Petroleum Review prévoit 10 Mb/j de perte (contre 21 Mb/j en oct. 2005, d'après un modèle infirmé pour l'année 2005). Sur la même période, 6 ans, CERA prévoit une perte de seulement 1,3 Mb/j. Sur la seule année 2005, le déclin de type III a été de 1,2 Mb/j. De 2004 à 2010, les nouvelles capacités de plus de 75 kb/j fourniront un accroissement de 17,7 Mb/j d'après CERA, à peu près 17 Mb/j pour la DGEMP. Avec des capacités jusqu'à 50 kb/j, Petroleum Review indique un accroissement théorique de 21 Mb/j (PEMEX inclus), plus probablement 18 Mb/j, tenant compte des imprévus courants. Parmi les trois études, Petroleum Review fournit le recensement le plus précis et exhaustif de ces

nouvelles capacités, incluant la production de brut et bitume à partir des sables asphaltiques d'Alberta ou de pétrole extra-lourd du Venezuela. La DGEMP exclut cette part. CERA les inclut (il est possible que CERA fournisse des informations aussi précises que Petroleum Review, mais elles sont payantes). La DGEMP ajoute les petites contributions (celles en particulier pour limiter le déclin de type I), donnant un accroissement supplémentaire de 8 Mb/j sur 6 ans. La DGEMP se base sur des découvertes annuelles (hors réévaluation) de 20 Gb en désaccord avec les valeurs et la tendance des cinq dernières années (voire aussi depuis 1985).

Le bilan de Petroleum Review est le plus faible, voire négatif, entre 2004 et 2010. Mais c'est de loin le plus réaliste. Du fait des nombreuses incertitudes, en particulier sur le taux de déclin mondial, il n'est pas possible d'avoir une conclusion claire sur le maintien de l'équilibre jusqu'en 2010. Ces bilans ne tiennent pas compte d'évènements extérieurs à la déplétion des réserves qui agissent le plus souvent de manière adverse sur la production (cataclysmes, crises politiques ou économiques...). Après 2010, étant donnée la baisse annuelle, en moyenne, des découvertes, et donc des gisements à développer (moins de 15% des réserves en 2003<sup>[8]</sup>), la situation ne peut qu'empirer. Les résultats du modèle de C. Skreboski sont proches des conclusions de son collègue d'ASPO, C. Campbell, tirées d'un modèle différent (annexe 6) avec un maximum de production vers 2010.

---

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

<sup>1</sup> SKREBOWSKI C. *Oil field megaprojects 2004*. Petroleum Review, jan. 2004, 18-20.\*

<sup>2</sup> SKREBOWSKI C. *Oil field megaprojects*. Petroleum Review, oct. 2005, 36-40.\*

<sup>3</sup> SKREBOWSKI C. *Oil field megaprojects*. Petroleum Review, avril 2006, 28-31.\*

<sup>4</sup> RAPPORT DE LA DIRECTION GENERALE DE L'ENERGIE ET DES MATIERES PREMIERES. *L'industrie pétrolière en 2004*. Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, éd. 2005.\*

<sup>5</sup> THOMPSON J. *The revolutionary transformation*. The lamp vol. 84 n° 1, 2003. p 4\*.

<sup>6</sup> RECH O. *L'offre et la demande pétrolière*. Panorama 2006, IFP\*.

<sup>7</sup> SIMMONS M. R. *Twilight in the desert*. New Jersey : Wiley, 2005. 422 p.

<sup>8</sup> IHS ENERGY. *Report on 10 Year Petroleum Trends -1994-2003*, éd.2004\*.