

Les investissements et la déplétion

Même si l'accroissement de la demande pétrolière à venir sera assuré en majeure partie par les pétroles non conventionnels, la part des conventionnels dans les approvisionnements mondiaux restera prépondérante et le défi que représente leur déplétion associe des facteurs technologiques, économiques et politiques. On peut cependant s'inquiéter de la baisse des budgets d'exploration des principales compagnies pétrolières.

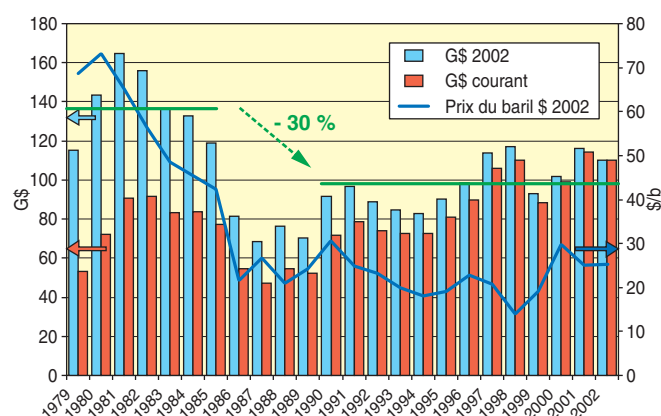
Les investissements

Au cours des trois dernières décennies, l'industrie pétrolière a connu une véritable mutation résultant de la dé-intégration de la chaîne d'approvisionnement. Les nationalisations des années 60 et 70 puis la recomposition de la scène pétrolière qui s'en est suivie ont amené l'industrie à faire face au défi de l'adaptation industrielle. La création de valeur, associée à un modèle industriel d'intégration verticale de la chaîne pétrolière de l'amont à l'aval jusque dans les années 70, repose aujourd'hui sur la performance de chacun des maillons de la chaîne.

Les stratégies d'allocation des investissements furent ainsi reconsidérées sous la contrainte simultanée de la disparition du modèle d'intégration verticale et du nécessaire redéploiement des accès au domaine minier, à la suite des nationalisations dans les principaux pays producteurs. En conséquence, les investissements pétroliers connurent immédiatement une hausse considérable en volume et une modification de leur répartition privilégiant désormais massivement les secteurs exploration-production. Ceux-ci passent ainsi de 20 à 80 milliards de dollars entre le premier choc et le début des années 80. Cela représente une hausse de 70 à 160 milliards en monnaie constante de 2002, niveau le plus élevé jamais observé, porté par un prix du baril se situant à 35 dollars soit près de 70 dollars en monnaie constante de 2002. En 1985 et 1986, le contre-choc affecte durement les investissements qui reculent de 30 % à 50 milliards de dollars. Le niveau modéré des prix n'a, par la suite, pas plaidé pour une politique d'investissements ambitieuse. La guerre du Golfe en 1990 marque le début d'une nouvelle ère puisque le montant total des investissements s'établit durablement autour de 70 milliards de dollars pour culminer à près de 110 milliards en 1998. Toutefois, la baisse des prix amorcée dès la fin de l'année 1997 affecte lourdement l'ensemble des secteurs pétroliers : l'année 1999 enregistre une chute des investissements proche de 20 %. Le niveau élevé des prix depuis l'année 2000 favorise le maintien des investissements totaux proche du seuil record des 110 milliards de dollars.

La décennie 1990 constate le caractère conjoncturel des investissements dans l'amont : ceux-ci semblent réagir aux fluctuations du prix du baril dans un délai de 6 mois à un an, à la hausse comme à la baisse. Du fait d'une certaine inertie, les variations des investissements sont, en moyenne, atténuées d'un facteur 2 par rapport aux variations du prix du brut. Lors d'une hausse, mais surtout d'une baisse du prix du baril, les premiers investissements affectés sont ceux qui concernent l'exploration. La baisse des dépenses de développement des compagnies se fait plutôt sentir un an plus tard avec le report de certains projets. Certaines zones réagissent plus rapidement que les autres aux variations du prix du brut : c'est le cas de l'Amérique du Nord. À titre d'illustration, lors de la baisse des prix en 1998, les investissements dans cette zone ont presque immédiatement chuté alors qu'ils continuaient à augmenter ailleurs, la baisse ne se faisant sentir qu'en 1999.

Fig. 1 Évolution des investissements pétroliers et gaziers en Exploration-Production



Source : IFP/DEE

Depuis l'année 2000, les investissements en exploration-production ont certes retrouvé un niveau plus cohérent avec

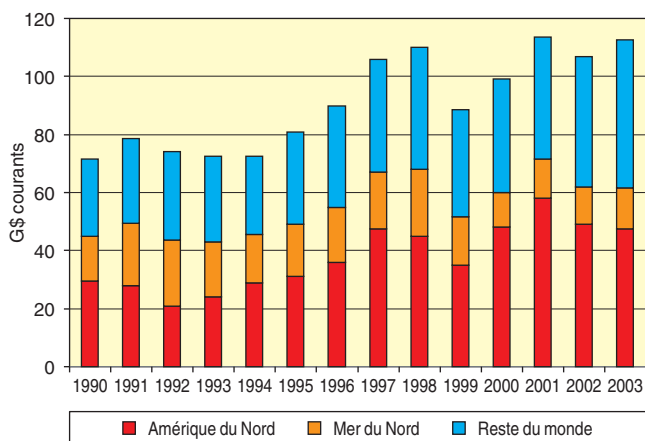
Les investissements et la déplétion

celui du prix du brut, mais **le caractère conjoncturel apparu au cours de la décennie 1990 semble s'être affaibli**. Les niveaux de prix élevés enregistrés en 2000 puis 2002 ne se sont pas traduits par une réaction à la hausse en matière d'investissements, conforme à ce qu'enseigne l'expérience des années précédentes. Les compagnies pétrolières se doivent à présent d'arbitrer entre plusieurs objectifs : non seulement l'allocation des investissements entre les différents secteurs amont et aval, mais également le montant total de l'enveloppe des investissements vis-à-vis des impératifs de consolidation financière, de désendettement, de croissance externe, voire de rachats d'actions. De plus, elles doutent que le niveau des prix soit durable.

La réduction des coûts

Aux aléas susceptibles d'affecter les politiques d'investissement, l'industrie pétrolière et gazière a su opposer, notamment à partir du contre-choc pétrolier de 1986, une volonté forte de réduction des coûts, devenue par la suite un objectif majeur et permanent. Le progrès technique et les réorganisations de l'industrie pour accroître la productivité globale en ont été les deux principaux leviers. **Au cours de la décennie 1990, les coûts techniques dans leur ensemble ont été divisés par un facteur 2, passant de 14 \$ par baril en 1990 à 7 \$ par baril en 2000.** Les coûts d'exploration ont été divisés par 3 et les coûts de développement réduits de 40 %.

Fig. 2 Répartition géographique des investissements en Exploration-Production (hors CEI et Chine)



Source : IFP/DEE

La réduction des coûts n'a cependant pas été équivalente pour tous les types de ressources. On estime globalement que **si la réduction des coûts a été particulièrement forte sur les pétroles chers** (offshore, offshore profond, pétroles non

conventionnels), elle est restée faible voire nulle sur les ressources peu coûteuses. L'offshore profond en est une parfaite illustration. On estime en effet aujourd'hui que le coût de développement d'un baril produit par plus de 1000 mètres de hauteur d'eau a été divisé par un facteur de l'ordre de 4 à 5 sur les quinze à vingt dernières années. Dans le même temps, la hauteur d'eau moyenne des nouveaux champs mis en production augmentait : si, à la fin des années 80, l'offshore profond désignait l'offshore par plus de 200 mètres de hauteur d'eau, on entend aujourd'hui par offshore profond les développements par plus de 500, voire plus de 1000 mètres de hauteur d'eau.

D'une manière générale, plusieurs avancées technologiques ont fortement contribué à la baisse des coûts d'exploration et de développement. Dans le domaine des géosciences, l'introduction de la sismique 3D et son utilisation courante en marine comme en terrestre a été une avancée majeure dans le domaine de l'imagerie du sous-sol. Au cours des dernières années, cette technologie a elle-même connu une véritable révolution. Les temps d'acquisition de données sur le terrain ont été réduits d'un facteur 3, et l'augmentation des capacités de calcul en informatique a permis un traitement de l'information sismique sans commune mesure avec ce qu'il était seulement dix ans auparavant. L'arrivée de nouvelles technologies de forage a permis une baisse sensible des coûts de développement par baril. La maîtrise du forage dévié, horizontal voire multi-branches, a permis d'accroître le nombre d'objectifs qui peuvent être atteints à partir d'un site unique (une plate-forme offshore par exemple) mais aussi d'augmenter le nombre d'horizons producteurs mis en valeur par un puits unique. Ces techniques ont également permis d'accroître la productivité des puits (multipliée par 3 en moyenne avec la généralisation du forage horizontal) et donc, de réduire leur nombre et de simplifier les infrastructures de raccordement.

Le fait que les investissements mondiaux en exploration-production (hors CEI et Chine) restent inférieurs en monnaie constante au niveau atteint au début des années 80, et néanmoins fortement concentrés (Amérique du Nord, mer du Nord, régions matures voire déclinantes), doit donc être relativisé au regard de la hausse de la productivité globale due à l'ensemble des avancées technologiques et des réductions de coûts qui en ont découlé.

La production des pétroles conventionnels

Les études de prospective énergétique menées par un certain nombre de grands organismes (le Département Américain de l'Énergie, l'Agence Internationale de l'Énergie ou AIE et le Conseil Mondial de l'Énergie) s'accordent à dire que d'ici à 2030, la demande mondiale d'énergie primaire devrait

Les investissements et la déplétion

continuer à s'accroître. Pour satisfaire à cet accroissement, la mobilisation de toutes les ressources énergétiques sera nécessaire et **les hydrocarbures continueront à représenter la plus grosse part de la demande d'énergie.**

La part des pétroles difficiles, comme ceux de l'offshore profond et ultra-profond, ira en augmentant. Au cours des dix prochaines années, l'offshore profond devrait contribuer pour près de 40 % à l'augmentation de la production mondiale. Au-delà de 2010, il est encore difficile de dire si ce taux se maintiendra.

L'Agence Internationale de l'Énergie estime que la production des pétroles non conventionnels devrait passer de 1,1 Mb/j en 2000 à 3 Mb/j en 2010 et à 9,9 en 2030, augmentation localisée en majorité au Venezuela et au Canada. L'exploitation de ces ressources nécessite des investissements bien supérieurs à ceux des pétroles conventionnels, même si d'importants efforts de réduction des coûts ont été faits au cours de ces dernières années. Au-delà de l'incontestable potentiel de contribution de ces pétroles non conventionnels, **la croissance anticipée des besoins met en exergue la double problématique de maintenir les capacités de production existantes de pétrole conventionnel et d'ajouter de nouvelles capacités.** Les gisements mis à jour sont à présent de taille plus petite que par le passé et les gros gisements sur lesquels repose la plus grande partie de la production mondiale actuelle ont amorcé ou amorceront leur déclin au cours des trente prochaines années. Dans le World Energy Investment Outlook 2003, l'AIE estime le taux de déplétion naturel actuel (hors tout investissement) à 4 % par an au Moyen-Orient et à 11 % par an en Europe. Pour l'évaluation des investissements nécessaires à l'horizon 2030, l'impact du taux de déplétion est significatif : à titre d'indication, une variation de 1 % de la valeur de ce taux se traduirait par un besoin d'investir dans 30 Mb/j supplémentaires d'ici à 2030.

	1994	2003
Production totale (milliers de barils/jour)	2 565	2 549
Production moyenne des champs (milliers de barils/jour)	38	22
Nombre de champs producteurs	65	113
Nombre de champs produisant plus de 100 000 b/j	7	3
Part des gisements géants dans la production	54 %	23 %

La mer du Nord britannique illustre en ce sens parfaitement cette évolution (voir tableau ci-avant). Si la production est

restée stable entre 1994 et 2003 et n'a pas fortement décliné, c'est en grande partie grâce aux efforts faits pour exploiter les petites accumulations. La production actuelle de la zone est assurée par presque 2 fois plus de champs qu'en 1994, mais la production moyenne par gisement est inférieure de 42 % à ce qu'elle était il y a neuf ans. Les champs géants qui, en 1994, étaient à l'origine de 54 % de la production ne produisent plus aujourd'hui que 23 % de celle-ci.

Pour remédier à cette tendance générale et maintenir la productivité des puits, les techniques de production assistée, secondaire ou tertiaire, se généralisent. Ainsi, l'injection d'eau est chose commune en mer du Nord et de plus en plus utilisée au Moyen-Orient. Pour certains gisements, l'application de méthodes de production assistée poussées (tertiaires) peut être spectaculaire. C'est le cas du champ de Duri en Indonésie, où les méthodes successivement mises en œuvre ont permis d'atteindre un taux de récupération du pétrole de 55 % alors qu'il n'était que de 7,5 % par récupération primaire. Ces méthodes permettent ainsi d'augmenter les réserves de pétrole conventionnel sans pour autant faire de nouvelles découvertes.

Le progrès technique permet donc à la fois d'augmenter le rythme de production des gisements mais aussi de créer des réserves, donc de produire plus. Les exemples les plus flagrants sont ceux du forage horizontal et de la sismiques 3D. En permettant de mieux imager le sous-sol et de mieux drainer les réservoirs, ces technologies créent des réserves et permettent une meilleure exploitation des gisements. On peut dire par exemple que le champ de Girassol a été découvert grâce à la sismique 3D, la sismique 2D étant insuffisante pour imager la structure en chenaux complexe du réservoir. **Le progrès technologique joue donc deux rôles antagonistes, à la fois créateur de réserves mais aussi accélérateur du rythme global de la production des champs et, en conséquence, de leur déplétion.** La question qui reste posée est alors la suivante : lequel de ces deux rôles l'emporte sur l'autre ? Isoler l'apport de chaque facteur en termes quantitatifs reste très malaisé. L'exercice ne peut se faire qu'au cas par cas, ce qui en limite la portée.

Le renouvellement des réserves : un symptôme ?

Depuis une décennie, plus de 50 % du remplacement des réserves est dû à des réévaluations ou des extensions de champs existants et non à de nouvelles découvertes. Depuis 1998 et les nombreux mouvements qui ont eu lieu dans l'industrie pétrolière, les acquisitions réalisées représentent environ 50 % du remplacement des réserves pour les majors. La part de remplacement de la production attribuable aux techniques de récupération améliorée est variable sur la

Les investissements et la déplétion

dernière décennie, mais elle reste stable en valeur absolue à environ 700 millions de barils par an, soit l'équivalent de 2,5 % de la production mondiale.

La contribution des révisions au renouvellement des réserves (12,5 % environ en 2001) est appelée à diminuer à brève échéance à mesure que les techniques de sismique 3D se généralisent et que disparaît l'effet positif dû à leur application à des champs déjà matures. Ce phénomène devrait toutefois se manifester de nouveau, bien que dans une moindre proportion, grâce aux futures révisions dont les champs offshore, développés à la fin de la décennie 1990, feront l'objet d'ici quelques années.

Les réserves d'hydrocarbures sont constituées de réserves pétrolières et gazières mais celles-ci ne présentent pas des caractéristiques identiques du point de vue de la distance au marché, du délai de développement, des risques réglementaire et politique, voire de la contrainte éventuelle de quotas de production imposés par l'OPEP au pays producteur. Le renouvellement des réserves des compagnies sur les dernières années a particulièrement bénéficié des découvertes gazières certes importantes (comme en Bolivie) mais qui rentrent à présent dans une longue phase de commercialisation. Cette mise en production étalée dans le temps ne nécessite pas un nouvel effort d'exploration dans l'immédiat pour en assurer le remplacement. Le renouvellement de la production et le maintien des réserves d'hydrocarbures devrait ainsi amener les compagnies à privilégier **la recherche et le développement de réserves, notamment pétrolières, exploitables à relativement court terme.**

Il apparaît que les efforts en matière d'exploration devront assurer une contribution majeure au renouvellement des réserves et constituent en cela un enjeu particulièrement important. Or, les années 2000 à 2002 montrent par rapport à la période 1995-1999 et pour les 14 plus importantes compagnies, d'une part **un recul des budgets exploration de l'ordre de 30 %**, d'autre part **une baisse plus que proportionnelle des découvertes en volume, proche de 50 %** si l'on exclut le cas exceptionnel du champ de Kashagan. Cette dernière tendance, certes courte et qui demande à être confirmée, trahit-elle la difficulté des principales compagnies à se positionner sur des actifs pétroliers de court terme ?

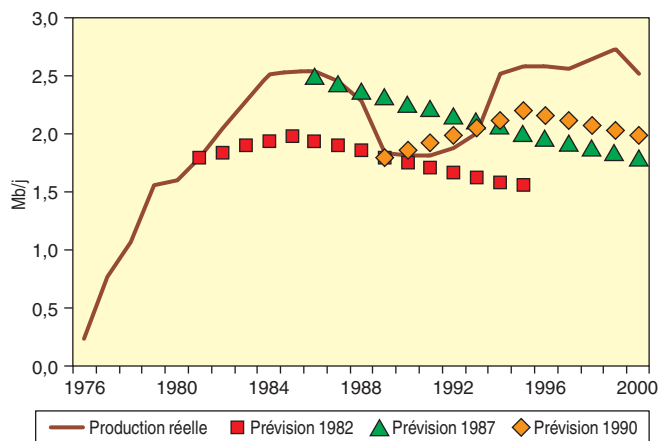
Une problématique multiple

Un large consensus parmi les analystes se dégage en faveur de la nécessité de soutenir voire d'accroître les investissements afin de satisfaire les besoins en hydrocarbures sur les trois prochaines décennies. Par le passé, l'industrie pétrolière a largement réussi à démentir les inquiétudes alors que de nombreux bassins restaient à explorer. La nouvelle ère qui

s'annonce est caractérisée par le phénomène de déplétion des réserves pétrolières conventionnelles, dont le renouvellement donne à présent des signes d'essoufflement par rapport à la seconde moitié de la décennie 1990, tandis que les zones vierges se raréfient. Dans ce contexte, la capacité à mobiliser des investissements considérables reposera sur une palette de solutions. Le rôle des compagnies pétrolières restera certes prépondérant, tant dans les domaines financiers que techniques, et s'appuiera sur les succès et acquis des vingt dernières années. Mais, **apporter une réponse aux défis à venir devra probablement aller de pair avec une certaine recomposition de la scène pétrolière.**

L'impératif de sélectivité sévère des projets dans l'amont amène déjà certaines grandes compagnies à des **redéploiements d'actifs concernant les petits champs ou les champs fortement déplétés.** Ces cessions bénéficient à des indépendants aux structures de coûts certes plus légères et plus à même de faire face aux contraintes caractéristiques des zones matures. Cependant, leur expérience et leur expertise accumulées sur les zones considérées sont paradoxalement plus faibles que celles des grandes compagnies (ex. : cession du champ Forties par BP à Apache en 2003). Ces sessions seront-elles réellement source d'efficacité pour l'ensemble du secteur ?

Fig. 3 Prévisions et productions pétrolières au Royaume-Uni



Par ailleurs, si l'amorce d'**ouverture du domaine minier de certains pays producteurs**, y compris OPEP, laisse espérer la possibilité d'un accès à des zones parmi les plus prometteuses (notamment Arabie Saoudite, Koweït, Mexique), les événements récents en Irak, en Russie et même au Venezuela, au Nigeria et en Colombie illustrent le fait que les risques politique et réglementaire pourraient être réévalués à la hausse dans un proche avenir.

Les investissements et la déplétion

Actuellement, avec un prix du baril à un niveau haut et stable depuis 2001, **les hypothèses économiques des compagnies commencent à se relâcher**. Là où le prix plancher du baril était pris à 10 \$, on passe actuellement à 12, voire 13 \$. Cela signifie que les zones non explorées pour cause de coûts d'accès trop élevés ou les petits champs considérés par le passé comme non rentables, pourront maintenant être reconsidérés et éventuellement valorisés, contribuant ainsi à satisfaire les besoins en hydrocarbures.

Le défi que représente la déplétion des réserves conventionnelles reste indissociable des avancées technologiques. À cet égard, le caractère plus risqué que par le passé des activités d'exploration-production met en exergue le danger que représente la baisse des budgets de R&D depuis environ dix ans et laisse planer la menace d'une remontée des coûts d'exploration-production.

Conclusion

L'industrie pétrolière rentre à présent dans la troisième phase de la mutation imposée par les événements des années 70. La première phase a vu le redéploiement des investissements pétroliers et la dé-intégration de la chaîne verticale qui a *in fine* donné naissance à l'organisation des marchés internationaux que nous connaissons aujourd'hui. La deuxième phase a été marquée par le rôle majeur des avancées technologiques en exploration-production ainsi que les efforts de réductions de coûts. **La troisième phase semble devoir être dominée par la gestion du risque associé aux décisions d'investissements.**

Olivier Rech
olivier.rech@ifp.fr

Armelle Sanière
armelle.saniere@ifp.fr

Manuscrit définitif remis le 1^{er} décembre 2003

