1142 EXPLO

Considérations économiques sur l'exploration et l'exploitation du pétrole en mer

par J. MONTEL,
Chef du Service Économique du BRP

La recherche pétrolière en mer entraîne des risques plus importants que la recherche à terre et les pétroliers doivent en tenir compte dans leurs décisions d'investissement.

Dans cet article, l'auteur fait ressortir quelques points particuliers des calculs économiques dans les différentes phases du travail pétrolier (exploration et exploitation en particulier) en insistant sur les différences introduites dans ces calculs par « le milieu marin ».

L'économie pétrolière qu'elle soit marine ou terrestre est dominée par les problèmes liés à l'incertitude des résultats obtenus ou en d'autres termes, au caractère aléatoire du lien qui existe entre les décisions d'investissement et les productions qui en résultent. A tous les stades le pétrolier doit faire face à l'énorme difficulté que constitue la prise de décision optimale en univers incertain, difficulté que la théorie économique actuelle n'arrive guère à surmonter de façon tout à fait satisfaisante.

Habitué à l'incertain il est presque normal que le chercheur pétrolier ait été, en dehors de toute autre considération, le premier parmi les explorateurs miniers à être attiré par le travail en mer car ce qu'on appelle le « risque de mer » n'est pas de nature foncièrement différente de ce qui constitue le risque journalier du prospecteur.

Il faut malheureusement avoir à l'esprit que, par addition, les risques indépendants ne s'annulent pas mais bien au contraire s'ajoutent ce qui se traduit par une augmentation de la dispersion des résultats. Si l'on pouvait se contenter, comme c'est généralement le cas dans les autres industries, de prendre les décisions sur la base de la valeur probable des résultats, le problème du risque marin n'aurait pas d'influence catastrophique. Mais en fait devant l'ampleur des dispersions des résultats il est impossible de baser une théorie de la décision sur les seules valeurs probables : on est amené, comme dans tous les cas où les risques sont trop importants, soit en probabilité, soit par leurs conséquences, à tenir compte de la dispersion ou plus précisément de la courbe de probabilité des résultats. Par exemple on peut prendre les décisions telles que la probabilité de ne pas avoir le résultat minimal nécessaire soit inférieure à un certain seuil qui caractérise le niveau de risque jugé acceptable de l'opération projetée. L'adjonction des risques marins peut entraîner un déplacement très important de ce seuil, ce qui condamne un grand nombre d'opérations qui eussent été acceptables à terre. En fait il semble bien qu'à l'heure actuelle beaucoup de pétroliers ne tiennent pas compte de ce phénomène, c'est-à-dire acceptent finalement de travailler en mer avec un niveau de risques plus élevé qu'à terre : cela se traduit souvent par un manque d'attention portée par les maîtres d'œuvre aux études préalables d'océanographie qui devraient dans chaque cas, préciser l'ampleur des risques encourus dans ce domaine.

Une deuxième remarque de caractère général concerne les problèmes de l'infrastructure marine. On sait étant donné l'importance du travail pétrolier en zone désertique, quelles influences considérables ont eues les mises en place des infrastructures nécessaires, sur les prix de revient de la prospection : par exemple les diminutions spectaculaires des coûts de la géophysique ou du forage au Sahara algérien entre le début de l'exploration et la période actuelle sont dues pour une bonne part à la mise en place d'une infrastructure très complète.

La transposition pour les problèmes marins n'est pas directe dans la mesure où l'élément fondamental d'une infrastructure terrestre est le réseau routier qui en mer n'a plus de sens : on peut toutefois citer l'exemple de certaines exploitations, notamment en mer Caspienne, où les techniciens soviétiques ont, sur les gisements, reconstitué grâce à un réseau très développé d'estacades, une infrastructure routière de type terrestre. Il ne semble d'ailleurs pas que, sauf dans les cas tout à fait particuliers les opérations de ce type soient actuellement considérées comme économiquement intéressantes.

Mais à la notion d'infrastructure classique se substitue en mer la notion de disponibilité dans les délais voulus (qui peuvent être quelquefois fort brefs pour des raisons de sécurité) de moyens, spécifiques ou non, assurant l'arrivée sur les lieux de travail de personnels ou de matériels. L'ampleur de ces moyens dépend en partie des tâches à accomplir mais également de facteurs comme la distance à la côte et surtout l'état de la mer : si l'on veut en effet pouvoir accéder aux plates-formes marines à peu près en toute circonstance, on est amené à disposer de matériels de transport très lourds pouvant affronter toutes les conditions météorologiques et océanographiques. Pour ce point particulier il y a donc un lien étroit entre les investissements à réaliser et le niveau de risques marins contre lesquels on veut être garanti.

Pour tenir compte de cette infrastructure, une notion primordiale doit être prise en considération : c'est la situation de la zone de travail par rapport aux zones portuaires équipées. En effet si la zone de travail se trouve dans une région comportant déjà de nombreuses opérations d'exploration ou d'exploitation, l'infrastructure nécessaire sera préexistante et ne nécessitera pour le nouveau venu qu'une faible charge correspondant à sa part de l'utilisation de l'ensemble des moyens spécifiques. Si au contraire la zone de travail est isolée loin de toute autre zone pétrolière et de toute région à potentiel marin (ports importants) on se trouve en présence d'un véritable « désert off shore » dans lequel le pétrolier aura à supporter soit les risques de l'absence d'infrastructure, soit les frais de son établissement. Aux moyens de transport cités plus haut s'ajoute bien entendu toute une série d'organisations pour assurer les télécommunications, la vie et le repos du personnel, le stockage et l'approvisionnement du matériel, etc.

Dans la suite de cet article, nous nous sommes surtout attachés à faire ressortir quelques points particuliers des calculs économiques dans les différentes phases du travail pétrolier en insistant sur les différences introduites dans ces calculs par le « milieu marin ».

1. *Exploration*

L'explorateur au début de son travail se trouve dans des circonstantes très agréables en ce sens qu'il dispose dans un permis marin d'une surface absolument plane sans aucune contrainte géographique. Il semble donc que l'exploration marine soit le terrain rêvé pour la définition et la mise en œuvre d'une exploration optimisée.

On peut donner un exemple de calcul de ce type sur le choix de la géophysique qui est justement l'opération primordiale d'exploration, qui, du fait de son déroulement spatial, est soumis à terre le plus directement aux contraintes géographiques. Le principe de départ d'une optimisation des parcours géophysiques en mer peut être déduit de la théorie de l'information. La géophysique n'est autre qu'un programme informationnel dont il s'agit de minimiser le coût. On sait que, pour ce faire, la solution la plus économique consiste à partager l'espace sur lequel on travaille en zones dans lesquelles les quantités d'informations sont égales. Si l'information disponible est nulle on est amené à considérer que la répartition de probabilité sur la zone d'exploration est à densité constante et qu'en conséquence tout système de partage uniforme est optimal. C'est ce qui est actuellement appliqué le plus généralement (géophysique à maille constante). Mais on peut également calculer les meilleures courbes de partage dans le cas où l'on suppose que les densités de probabilité (par exemple probabilité de présence de structure) ne sont pas réparties uniformément et tenir compte de la répartition présumée a priori pour réaliser ce nouveau partage de l'information en zone équilibrée : cela donne un nouveau type de répartition des profils qui se traduira généralement par une variation de la densité du maillage à travers le permis. Ce sera en particulier le cas lorsque l'on désirera utiliser les informations obtenues au cours de la campagne pour optimiser les tracés des profils restant à réaliser. Il est probable que dans de nombreux cas l'application complète de cette théorie

conduirait à préconiser des profils géophysiques différents du maillage classique et notamment des profils non rectilignes.

Nous nous bornerons à donner un exemple d'un calcul plus précis pour comparer la longueur des profils géophysiques optimaux en mer et à terre.

Les notations sont les suivantes :

C_s coût du km de profil sismique

C_f coût du forage

s surface minimale du gisement économiquement exploitable

S surface du permis

D longueur totale des profils sismiques sur le permis

Le nombre n de forages d'exploration nécessaire pour trouver tous les gisements rentables du permis est une variable aléatoire; sa valeur probable est une fonction décroissante du travail sismique D que nous pouvons assimiler à une branche d'hyperbole. En effet sans sismique n est très grand. Au-delà d'une certaine valeur D_o de la sismique qui correspond à la maille minimale, n atteint son minimum n_o.

Donc on peut écrire $n = f(D) = \frac{n_o D_o}{D}$

la dépense totale d'exploration est dès lors

$$E = DC_s + nC_f.$$

Elle atteint son minimum en fonction de D lorsque $\frac{dE}{dD} = 0$

c'est-à-dire $O = C_s + C_f \frac{dn}{dD} = C_s - n_o \frac{D_o C_f}{D^2}$

soit $D^2 = n_o D_o \frac{C_f}{C_s}$

D_o a pour expression approchée $K \frac{S}{\sqrt{s}}$ où K est une constante qui dépend de la forme des structures.

La comparaison des longueurs de profils nécessaires entre deux permis marin et terrestre de mêmes caractéristiques techniques est donnée par le rapport

$$\left(\frac{D_M}{D_T}\right)^2 = \frac{\left(\frac{n_o}{\sqrt{s}}\right)^M}{\left(\frac{n_o}{\sqrt{s}}\right)^T} \frac{\left(\frac{C_f}{C_s}\right)^M}{\left(\frac{C_f}{C_s}\right)^T} = \frac{\frac{n_o{}^M}{n_o{}^T} \frac{C_f{}^M}{C_f{}^T}}{\frac{\sqrt{s^M}}{\sqrt{s^T}} \frac{C_s{}^M}{C_s{}^T}}$$

où T et M sont des indices symbolisant les valeurs terrestres et marines.

Si $\frac{s^M}{s^T} = 2$ (rapport des tailles des gisements minimales rentables)

$\frac{n_o^M}{n_o^T} =$ peut être de l'ordre de $\frac{1}{2}$ (rapport des nombres de structures de taille supérieure à s)

$$\frac{C_f^M}{C_s^T} \sim 3$$

$$\frac{C_s^M}{C_s^T} \sim \frac{1}{5}$$

$$\text{Alors } \left(\frac{D_M}{D_T}\right)^2 \frac{\frac{1}{2} \times 3}{\sqrt{2} \times \frac{1}{5}} = 5{,}3$$

D_M serait dans ce cas de l'ordre de 2,3 D_T.

2. *Exploitation*

Abordons un premier problème qui est le choix relatif des engins de forage pour l'exploration et pour l'exploitation. On peut en effet forer très économiquement, notamment à partir de bateaux, des trous d'exploration mais il est impossible dans ces conditions de procéder à des mises en exploitation pour tester les résultats obtenus. En d'autres termes si des indices sont mis à jour, il faut faire appel aux moyens lourds (plates-formes) pour procéder aux essais indispensables. On a donc le choix entre la solution qui consiste à prendre dès le stade de l'exploration des moyens lourds qui seront inutiles pour tous les forages ne conduisant pas à des indices ou au contraire choisir des engins légers d'exploration mais être obligés de faire appel à des moyens complémentaires lourds pour tester tous les indices.

Si on a l'intention de faire N forages d'exploration dans la zone et si on suppose que n_1 de ces forages donneront des indices (n_1 est une variable aléatoire), si en outre on appelle Δ le coût supplémentaire résultant dans un forage de l'emploi de moyens lourds par rapport à l'emploi de moyens légers et f le supplément de coût résultant de la mise en place des engins nécessaires pour réaliser

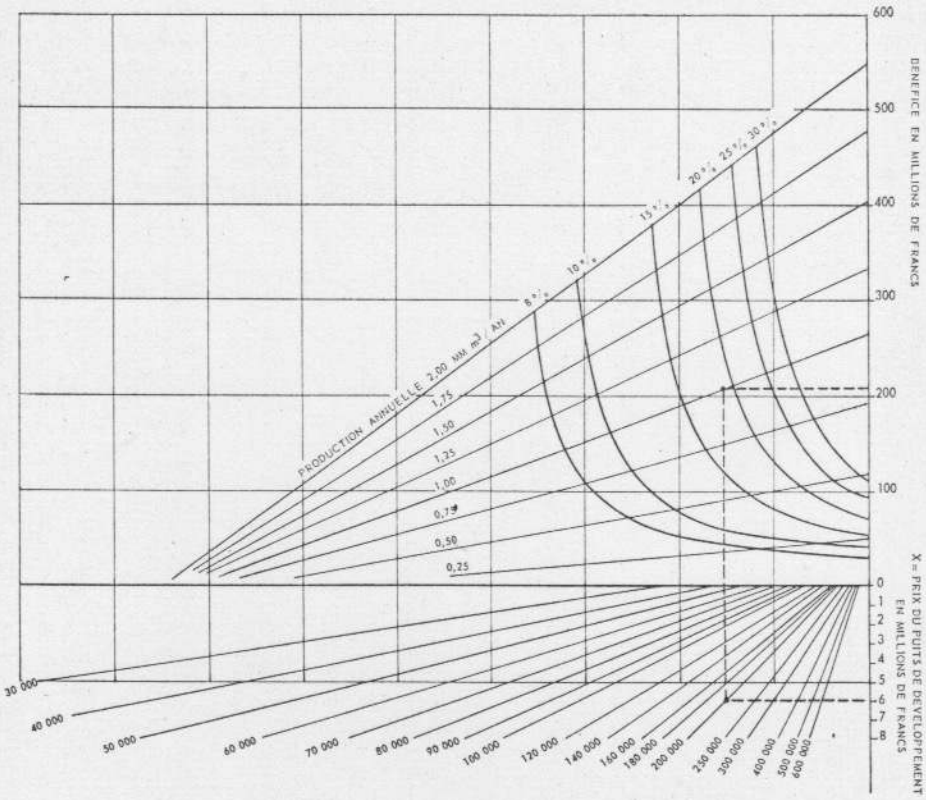

Fig. 1. — Ce graphique permet de lire le montant du bénéfice actualisé et le taux de rentabilité des investissements en fonction du prix des forages de développement (par exemple 6 M F), de la productivité moyenne des puits (par exemple 200.000 m³/Jour) et de la productivité du champ (par exemple 1 milliard de m³/An); le bénéfice actualisé est alors dans cet exemple de 210 M F et le taux de rentabilité de 18 %.

les tests sur les indices trouvés à partir de moyens légers de forage, les coûts supplémentaires suivant les choix effectués, seront :

— choix d'un engin lourd dès l'exploration N Δ

— choix d'un engin léger au stade de l'exploration $n_1.f$.

La comparaison de ces deux coûts doit déterminer le choix : elle nécessite une prévision sur la variable aléatoire n_1. Beaucoup plus qu'à terre, le choix des matériels d'exploration doit se faire en tenant compte d'hypothèses sur les probabilités de découverte.

De façon plus générale, les choix en matière de production se font en optimisant une certaine fonction économique qui peut être par exemple le bénéfice actualisé.

Souvent, on peut mettre ce bénéfice actualisé sous la forme simplifiée suivante :

$$(B) = A\,Q_1 + B\,\frac{Q_1}{Q_{11}}\,X + C\,\frac{Q_1}{Q_{11}} + D$$

dans laquelle
Q_1 est la production annuelle du champ
Q_{11} est la productivité moyenne des puits
X est le coût de forage
A, B, C et D sont des coefficients, tenant compte des autres paramètres économiques en recette comme en dépense.

Le graphique 1 donne une idée générale de la variation du bénéfice actualisé en fonction de ces trois variables dans le cas d'une exploitation de gaz en mer. On remarquera que le taux de rentabilité varie très vite dans une zone étroite où il est particulièrement sensible aux variations de la productivité des puits.

Sur cette formule, on peut donner des indications rapides sur l'influence des facteurs spécifiques marins.

La profondeur d'eau d'abord agit fortement sur le coût X des forages. Remarquons à ce sujet que la hauteur des plates-formes dépend de deux facteurs — profondeur d'eau et état de la mer. En effet, une hauteur de plate-forme au-dessus de la

mer doit être calculée en fonction des vagues maximales dont on veut protéger la plate-forme. On a là encore un exemple de choix d'un investissement en fonction d'un certain seuil de sécurité qui doit être jugé en fonction d'une courbe de probabilité : en période d'exploration en choisissant une saison propice dans laquelle on est sûr que la durée du forage se cantonnera, on peut utiliser des engins nettement moins lourds que ceux correspondant à des unités d'exploitation qui devront résister aux éléments en toute saison et pendant une longue période. On peut également concevoir des solutions dans lesquelles les campagnes de développement ont lieu uniquement pendant la saison favorable, les installations définitives étant protégées spécialement ou mieux encore immergées.

Mais la profondeur d'eau agit également sur le coefficient A (au titre des frais d'exploitation) et à moindre titre sur les coefficients B, C et D qui sont liés aux investissements de collecte, transport, etc.

Les courbes 2 de variation de bénéfice actualisé donnent une idée de la variation globale due à ces facteurs. Ces courbes sont des droites tant en raison des approximations faites que du faible intervalle de profondeur étudié.

La distance à la côte au contraire agit essentiellement sur le coefficient D qui couvre les investissements de transport et en partie sur le facteur A qui couvre les coûts de production. Pour l'instant, les calculs précis n'existent pour des grandes distances que dans la zone du Golfe du Mexique où la continuité des découvertes depuis la côte jusqu'au grand large fait que le transport vers des zones de chargement côtier a toujours été retenu. Il n'est pas exclu que dans des zones où ce phénomène de continuité n'existera pas, on soit amené

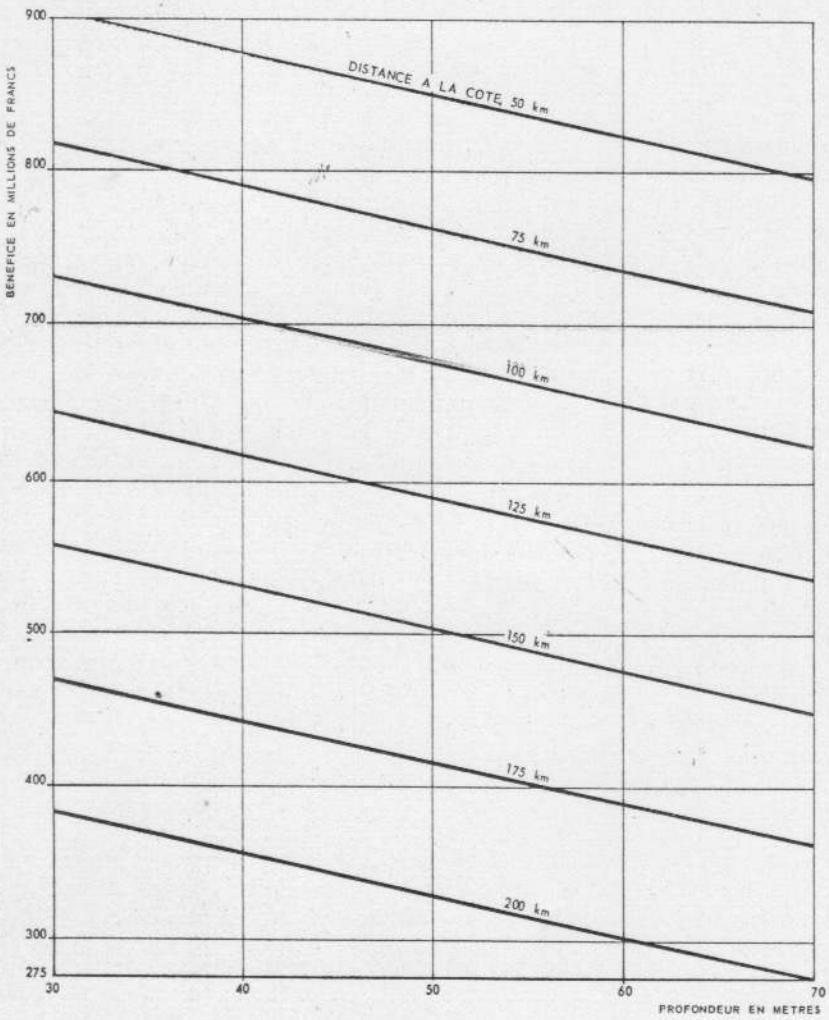

Fig. 2. — *Ce graphique montre l'évolution du bénéfice actualisé en fonction de la profondeur et de la distance à la côte.*

ultérieurement à envisager des chargements entièrement marins entraînant l'économie des liaisons par pipes entre le gisement et la côte. Ces liaisons malgré les progrès accomplis restent en effet très onéreuses surtout lorsqu'il s'agit de transporter l'effluent proprement dit dans des conditions de pression peu compatibles avec des opérations d'immersion : dans ce domaine, les études réalisées pour les traversées de la Méditerranée du gaz naturel saharien sont de nature à apporter des solutions économiques dans certains cas difficiles et notamment ceux où les liaisons avec la côte passent par des zones profondes. Pour le gaz naturel, mélangé ou non à l'huile, le problème du transport se trouve compliqué par celui du dégazolinage. Il est assez difficile en effet de concevoir à court terme que l'on puisse réaliser économiquement des installations complètes de dégazolinage en mer étant donné la dimension et la complexité de telles unités. On est donc astreint pour le moment à ne considérer que des solutions sans dégazolinage et transport de mélange diphasique ou au mieux avec dégazolinage partiel par simple détente et canalisations séparées pour le gaz et la gazoline.

Un dernier facteur proprement marin est celui de la corrosion. Le phénomène est mal connu du fait notamment qu'il dépend des circonstances locales et que ces dernières peuvent être notablement modifiées par la présence même des exploitations. Tant qu'il ne s'agit que de changer des éléments partiels des installations ayant des durées de vie appréciables (10 ans et au-delà), l'influence économique de la corrosion est faible ou négligeable. Par contre si l'on doit envisager la disparition complète et rapide des installations de production et de transport, il est nécessaire de modifier assez profondément la conception d'ensemble pour maintenir l'exploitation dans des limites économiques acceptables; il est clair en effet que dans ce cas le planning d'exploitation doit être aménagé pour faire coïncider la durée de l'exploitation avec la durée de vie des équipements principaux. Ce phénomène est particulièrement important quand il s'agit de comparaisons économiques qui font appel à des critères de type pay out. En effet, des comparaisons de pay out portant sur des exploitations terrestres ou marines, ayant des durées de vie très différentes, sont entachées sur le plan économique d'erreurs considérables : il vaut mieux dans ce cas revenir à des critères de bénéfice actualisé ou de taux de rentabilité qui portent sur l'ensemble de la vie des gisements. Ces mêmes critères doivent également être utilisés pour les choix partiels, malgré la complication de calcul que cela peut représenter, afin de conserver l'homogénéité indispensable entre les choix partiels et globaux.

Conclusion

Dans tous les cas à données techniques comparables, les exploitations en mer sont actuellement très nettement plus onéreuses que les exploitations terrestres : ceci condamne souvent pour le moment l'exploration en mer à restreindre son intérêt à des zones de bonnes caractéristiques techniques. La proximité de zones côtières développées améliore les prix de revient et assure parallèlement des conditions de valorisation plus favorables : pour le gaz naturel, cette proximité des marchés est indispensable.

Cette situation devrait justifier pour l'exploitation du pétrole en mer une adaptation des conditions fiscales (dont on sait l'importance souvent énorme dans les coûts pétroliers). Ceci est particulièrement vrai pour les fiscalités indépendantes des bénéfices (redevances, taxes fixes).

Cependant, les perfectionnements aussi bien des techniques que des calculs économiques doivent améliorer rapidement cette situation. En particulier sur le plan économique l'obligation de tenir compte de l'ensemble de l'opération projetée et non pas d'optimiser partiellement ses composantes, oblige à une formulation complète des problèmes et devrait permettre dans beaucoup de cas d'en améliorer les solutions. De même qu'il amène à repenser les bases techniques, le travail pétrolier en mer conduit à perfectionner les solutions économiques des problèmes et fait du même coup progresser l'économie pétrolière appliquée aux problèmes terrestres.