

Le concept de « coût d'exploitation » appliqué à l'analyse à court terme de la production du pétrole brut

Nabil T. Khoury

Volume 49, numéro 2, avril-juin 1973

URI : <https://id.erudit.org/iderudit/803000ar>

DOI : <https://doi.org/10.7202/803000ar>

[Aller au sommaire du numéro](#)

Éditeur(s)

HEC Montréal

ISSN

0001-771X (imprimé)

1710-3991 (numérique)

[Découvrir la revue](#)

Citer cette note

Khoury, N. T. (1973). Le concept de « coût d'exploitation » appliqué à l'analyse à court terme de la production du pétrole brut. *L'Actualité économique*, 49(2), 299-304. <https://doi.org/10.7202/803000ar>

*Le concept de « coût d'exploitation » appliqué à l'analyse à court terme de la production du pétrole brut **

Cette note voudrait clarifier certaines notions concernant l'utilisation du concept de « coût d'exploitation » dans l'analyse à court terme des décisions de production de pétrole brut dans le cas de firmes indépendantes¹ opérant en situation de concurrence parfaite². Quelques malentendus semblent subsister quant à l'emploi du concept de « coût d'exploitation » — et en particulier celui de « coût marginal d'exploitation négatif » — dans ce type d'analyse³. La production du pétrole est l'une de ces situations où l'analyse marshallienne d'équilibre à court terme ne peut être appliquée. Ce sera également le cas pour l'exploitation d'autres richesses naturelles épuisables : forêt, faune, etc., faite en régime de concurrence et de propriété privée. On peut espérer que les remarques présentées ici seront utiles à d'autres études portant sur ces sujets.

Dans la première partie du présent travail, nous exposerons une méthode d'analyse des « coûts d'exploitation », méthode que nous appliquerons ensuite à deux situations différentes que des firmes indépendantes sont susceptibles de rencontrer à court terme. Naturellement, nous

* Cette note a été rédigée au moment où l'auteur était à l'U.C.L.A., à titre de détenteur d'une bourse d'études post-doctorales. L'auteur désire exprimer sa gratitude aux professeurs Jack Hirshleifer et Armen Alchian, de l'U.C.L.A., pour leurs remarques utiles sur la première version du présent travail, et tout particulièrement au professeur L. D. Orr de l'Université d'Indiana, pour avoir lu et commenté ce texte lors de sa rédaction définitive. Si le présent texte renferme quelque erreur, elle ne devra être imputée qu'à l'auteur.

1. Les termes « firmes indépendantes ou non intégrées », « producteurs indépendants », sont utilisés dans cet article pour désigner les exploitants privés dont les opérations se limitent à l'extraction du pétrole brut, contrairement aux firmes intégrées qui, elles, s'occupent de l'extraction, du transport, du raffinage du pétrole brut, ainsi que de la mise en marché des produits raffinés.

2. « Prorating and the Economic Efficiency of Crude Oil Production », par Nabil T. Khoury, dans *The Canadian Journal of Economics*, vol. 11, n° 3, août 1969, pp. 443 à 448.

3. Consulter par exemple : « Prorating and the Economic Efficiency of Crude Oil Production : A Comment », par G. C. Watkins, dans *The Canadian Journal of Economics*, vol. III, n° 3, août 1970, pp. 511 à 515, tout particulièrement la page 513.

mettrons l'accent sur le cas où des « coûts marginaux d'exploitation négatifs » viennent compliquer l'analyse en question. La seconde partie du travail fera ressortir quelques conclusions.

*

* *

La difficulté majeure que rencontre une firme indépendante dans ses décisions de production à court terme — quelles que soient par ailleurs les implications du système de production où cette firme opère ⁴ — provient de ce que son taux d'extraction peut, à n'importe quel moment, être accéléré ou ralenti afin de prendre avantage des modifications anticipées du coefficient prix/coût, ou encore afin d'ajuster le rythme d'extraction de manière à bénéficier de la quantité maximale du pétrole qu'il est possible de tirer jusqu'à épuisement du bassin ⁵. Il y a ici une relation entre les décisions d'approvisionnement prises par la firme à différentes périodes ; l'entrepreneur devra donc estimer avec soin l'effet qu'auront les décisions actuelles sur le rendement escompté de son investissement. En d'autres termes, on ne saurait ici déterminer le niveau d'équilibre de la production simplement par la combinaison optimale des intrants fixes et variables comme le veut l'analyse marshallienne ; il faut aussi considérer le taux optimal d'exploitation du bassin à long terme ⁶.

Une telle situation peut être envisagée de deux façons différentes. On pourrait, d'une part, définir les coûts marginaux de manière à y incorporer le « coût marginal d'exploitation » de la production courante, c'est-à-dire le plus grand bénéfice marginal net escompté que l'on perdrait

4. De façon générale, on distingue trois principaux systèmes de production : l'extraction en régime de concurrence sans unification (c'est celui qui nous intéressera surtout dans cet article) ; l'extraction en régime de concurrence avec unification ; et l'extraction au prorata des besoins du marché.

Dans le premier système, l'exploitant possède tout le pétrole qu'il extrait du sous-sol de sa propriété ; (on parle alors de « règle — ou droit — de prise »). Dans le deuxième système de production, les firmes qui extraient le pétrole d'un bassin commun se fusionnent en vue d'exploiter leurs puits respectifs comme un réservoir minier unique. Enfin, dans le troisième système, la quantité de pétrole brut à tirer d'une région donnée est, pour une période donnée, déterminée à l'avance selon la demande de pétrole anticipée ; l'extraction est ensuite répartie au prorata entre les divers puits de la région en cause.

Pour une définition plus complète de ces trois systèmes, on pourra consulter : *Natural Resources : The Economics of Conservation*, par A. Scott, University of Toronto Press, 1955, pp. 119 à 121 ; de même que : *Essays on Petroleum Conservation Regulation* ; par W. F. Lovejoy et I. J. Pickl (éd.), Dallas, 1960.

5. Lorsque la production s'effectue en régime de concurrence sans unification, le risque de perdre du pétrole à cause de l'activité des concurrents actuels ou éventuels exploitant la même nappe pétrolifère complique d'autant la situation.

6. L'analyse marshallienne ne tient pas compte des dimensions temporelles ; de plus, elle ne considère pas explicitement le problème de la détermination du rythme optimal d'épuisement d'un actif fixe. Ce rythme d'épuisement constitue le point crucial d'une analyse de l'exploitation des ressources naturelles.

à l'avenir à cause de la production actuelle de l'unité marginale. D'autre part, on pourrait considérer que le niveau d'équilibre de la production est atteint au moment où le profit marginal réalisé par la production courante et le coût marginal d'exploitation s'égalisent. Cette seconde façon d'envisager la question fait ressortir, mieux que la première, le rôle que jouent les coûts d'exploitation ; c'est la raison pour laquelle nous l'adopterons dans la suite de la présente étude.

Peut-être est-il possible de dissiper le malentendu qui existe au sujet des coûts d'exploitation ⁷, en établissant une distinction entre deux situations différentes auxquelles peut avoir à faire face un producteur indépendant. Le premier cas est celui de la firme privée qui est exposée à voir un concurrent opérer un forage dans la même nappe pétrolifère en procédant d'un terrain adjacent. Le second est celui de la firme qui, dès ses débuts, doit partager une nappe déjà exploitée par un concurrent. Chacune de ces deux situations obligera la firme à adopter une stratégie de production différente.

Considérons le premier cas. Pour cette firme, aussi longtemps qu'aucun concurrent ne menace d'entrer en jeu, la courbe du profit marginal pour l'extraction actuelle peut être représentée par *PM* sur le graphique 1. Cette courbe est tracée d'après la quantité de pétrole extraite des puits actuellement existants et fait voir que, dans le cas de la production du pétrole brut, les coûts marginaux se maintiennent presque à l'horizontale pour tous les niveaux de production inférieurs à la pleine capacité ⁸. On assume ici que le système de production qui prévaut est celui de l'extraction en régime de concurrence sans unification. Si l'on ne tient pas compte des coûts d'exploitation, le niveau d'équilibre de la production sera déterminé, conformément aux théories marshalliennes, par le point *E* où le profit marginal est de zéro. Cependant, comme dans le cas qui nous occupe l'actif de la firme consiste en une ressource qu'il sera impossible de renouveler, celle-ci devra s'assurer qu'en produisant la *E*^{ième} unité son profit marginal actuel ne sera pas inférieur au profit marginal escompté qu'on pourrait obtenir en remettant à plus tard la production de cette même unité.

Par conséquent, ajoutons sur le graphique 1 la courbe U_1 représentant le coût marginal *net* d'exploitation correspondant aux quantités

7. G. C. Watkins, *op. cit.*, p. 513. Monsieur Watkins nie, en particulier, que les coûts marginaux nets d'exploitation puissent être négatifs en certains cas ; il affirme que, même s'ils l'étaient, « le producteur n'aurait pas avantage à produire le baril excédentaire lorsque les bénéfices ne couvrent pas l'ensemble des frais directs. » (traduction de l'auteur).

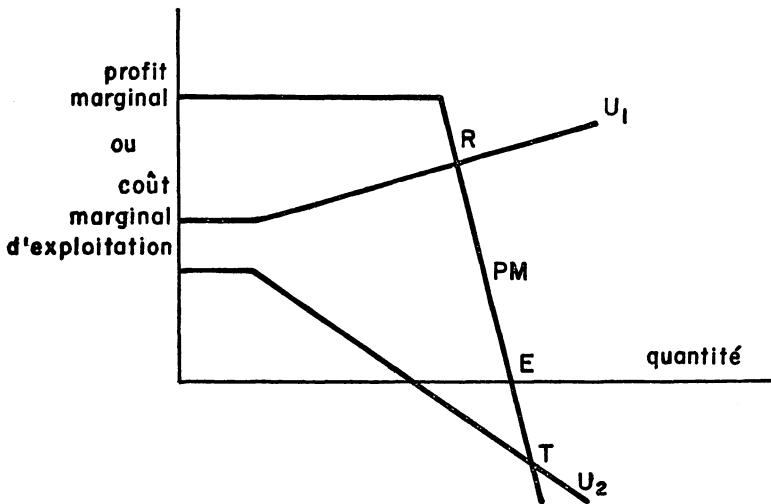
8. Pour l'ensemble des niveaux de production possibles, la courbe du coût marginal prendra, bien entendu, la forme d'un U. On trouvera de plus amples explications sur ce point dans : « Public Policy Problems of the Domestic Crude Oil Industry », par P. Davidson, *American Economic Review*, vol. LIII, mars 1963, pp. 85 à 88.

effectivement produites⁹. D'abord horizontale, la ligne U_1 s'élève pour indiquer qu'à mesure que le niveau de production se rapproche de la pleine capacité, les coûts variables commencent à monter ; le gaz naturel a tendance à se perdre dans l'air, ce qui signifie que la production courante remplace une production future plus considérable et peut-être plus profitable.

Etant donné la pente de U_1 ¹⁰ et son point d'intersection avec l'axe des ordonnées, le niveau optimal de la production sera déterminé par le point R ($< E$). Bien qu'étant un point où les bénéfices marginaux sont positifs, le point R est quand même considéré comme un point d'équilibre pour le producteur parce que, pour le $R^{\text{ième}}$ baril extrait, le producteur ajoute à ses bénéfices courants un montant égal au profit marginal escompté qu'il aurait réalisé en différant l'extraction de ce baril. En établissant de cette manière, période après période, le taux

GRAPHIQUE 1

ÉQUILIBRE À COURT TERME EN PRÉSENCE DU « COÛT D'EXPLOITATION »



9. L'établissement des coûts marginaux nets d'exploitation se réduit à une comparaison à trois volets entre : a) le profit additionnel escompté réalisable sur le baril marginal si celui-ci était extrait plus tard ; b) le profit additionnel escompté qu'on pourrait perdre si une fraction du baril laissé pour plus tard était accaparée par les exploitants voisins ; c) le profit additionnel escompté perdu, advenant que le baril marginal soit extrait maintenant, si cette prise amène le producteur à dépasser le taux géologique optimal d'exploitation et à réduire par le fait même la quantité de pétrole recouvrable plus tard. On trouvera un exposé plus complet sur cette trichotomie des coûts d'exploitation dans P. Davidson, *op. cit.*, pp. 85 à 96.

10. Il est bien évident que tout changement dans les prix prévus, les coûts ou les taux d'escompte, viendra modifier le point d'intersection de la courbe U_1 avec l'axe des ordonnées. Ce sont toutefois des facteurs d'ordre technique et géologique qui décident de sa pente.

d'extraction, le total des profits sera porté à son maximum et ce tout au long de la durée économique du bassin pétrolifère.

Lorsqu'elle est positive, la courbe de coût marginal d'exploitation est facile à comprendre. De fait, elle illustre une stratégie de production typique, celle qui sera employée dans les cas où l'exploitation d'une nappe n'est menacée par aucun nouveau concurrent. Cependant, il est plus difficile d'imaginer une courbe de coût marginal d'exploitation qui soit négative ; le cas n'est pourtant pas rare dans l'industrie pétrolière, en régime de « concurrence sans unification ». Une telle courbe apparaîtra, par exemple, dans le cas d'un producteur qui accélère son rythme d'extraction de manière à décourager tout concurrent éventuel d'effectuer un forage vers la même nappe à partir d'un terrain adjacent. Ainsi, si les caractéristiques d'un bassin pétrolifère sont telles que tout puits ouvert par un concurrent serait à peine rentable, alors l'exploitant actuel trouvera avantageux d'extraire assez de pétrole de cette nappe pour empêcher tout futur forage d'être lucratif. Dans un tel cas, la stratégie de production adoptée ne tient pas compte du rapport entre coûts marginaux et revenu marginal comme le ferait l'analyse traditionnelle. En accroissant son rythme de production, l'exploitant compte augmenter ses revenus futurs. Mais cela signifie, d'autre part, que le coût marginal net d'exploitation correspondant à cette production additionnelle sera négatif, comme l'indique la courbe U_2 sur le graphique 1. Dans ce cas, le niveau optimal de production sera fixé au point T où le profit marginal est négatif.

De toute évidence, la condition requise pour déterminer le point d'équilibre du producteur dans le cas d'une courbe de coût marginal d'exploitation positive ne suffira plus à garantir la maximisation des profits à long terme lorsque la production de la période sera fixée au point T . On aura donc recours à une condition additionnelle susceptible d'assurer cette maximisation, à savoir qu'au point T , le profit total perdu (excédent des déboursés sur le prix de la production marginale supplémentaire, de même que le profit escompté des ressources perdues par suite de l'accélération du rythme de production), ne doit pas dépasser le profit total escompté qu'on anticipe de la production future. Advenant que cette seconde condition et celle qui a été précédemment décrite — soit celle où le profit marginal égale les coûts marginaux d'exploitation — se produisent simultanément, alors le niveau de production au point T sera bien celui qui maximisera les profits à long terme, et cela même si, conséquemment, les profits marginaux deviennent négatifs au cours de cette période¹¹. Toutefois, si le potentiel de la nappe pétrolifère est tel qu'on n'arrive pas, en suivant la stratégie

11. Consulter l'excellent exposé de A. Scott sur ce sujet dans « Notes on User Cost », *The Economic Journal*, vol. LXIII, janvier 1953, pp. 368 à 384.

précédemment décrite, à faire en sorte d'empêcher que les puits subséquentement ouverts par des concurrents deviennent rentables, alors la courbe U_2 n'indiquera plus la stratégie à suivre.

Considérons maintenant le second cas, celui où la firme a, dès le début, partagé la nappe pétrolifère avec des concurrents. On peut raisonnablement présumer que les caractéristiques géologiques de la nappe, de même que le taux de production de chacun des puits sont tels que le producteur ne saurait espérer que les quantités dont il remet l'extraction à plus tard seront effectivement extraites par lui au cours de la période suivante. Dans ces circonstances, la courbe des coûts d'opportunité ne pourra plus servir d'argument lorsqu'il s'agira de prendre des décisions concernant la production. Chaque exploitant établira sa production au point où le profit marginal est de zéro.

Conclusion

Le concept de « coût d'exploitation » est donc un outil analytique qui nous aide à expliquer pourquoi le pétrole brut, en tant que ressource épuisable, pourrait être extrait à différents rythmes, selon le système régissant les droits de propriété et la production dans l'industrie. La présente note laisse entendre, en particulier, qu'il peut se présenter des situations où les coûts marginaux nets d'exploitation sont négatifs. En pareils cas, le niveau d'équilibre de la production se situera, à court terme, à un point où le profit marginal est négatif.

Nabil T. KHOURY,
Université Laval (Québec).