Ing. T. HĂNCIULESCU

Relations générales entre l'accroissement de la production de pétrole d'un pays (ou d'une région) et le prix de revient par tonne de pétrole extraite

Dans le but d'établir une relation entre le niveau de production d'une zone géologique dont les réserves industrielles augmentent en permanence et le prix de revient par tonne de pétrole extraite, on doit analyser les trois principaux chapitres de dépenses : coût de la découverte des réserves, amortissement des sondes et des installations de production et frais d'exploitation.

Le prix de revient du pétrole extrait est formé de 3 chapitres principaux de dépenses :

1. Coût des travaux géologiques (découverte des réserves).
2. Amortissement des sondes et des installations de production.
3. Dépenses courantes d'exploitation.

Dans ce qui suit nous insisterons sur le modèle mathématique des relations entre ces 4 groupes de dépenses afin d'établir, sur cette base, la formule générale de calcul du prix de revient du pétrole par rapport à l'accroissement de la production.

COÛT DES TRAVAUX GÉOLOGIQUES

Les travaux géologiques ont pour but de mettre en évidence les réserves de pétrole. Pour ce fait, on doit exécuter certains travaux qui, dans l'industrie du pétrole, sont généralement effectués dans l'ordre suivant :

a) Travaux de recherches géologiques (établissement de cartes géologiques) et études géologiques concernant la région.

b) Travaux de prospection par :

— des méthodes géophysiques, géochimiques, aérométriques permettant d'établir les anomalies et les pièges où pourrait s'accumuler le pétrole ;

— un forage de référence pour identifier les formations en profondeur ;

— un forage structural pour l'identification des structures.

c) Travaux d'exploitation par sondes pour :

— l'ouverture des gisements contenant du pétrole ;

— la délimitation des gisements productifs.

D'habitude, une fois les cartes dressées et les études géologiques effectuées, on détermine la superficie des rocs sédimentaires de la région respective

(ou du pays) et, par analogie avec d'autres régions similaires au point de vue géologique, on établit le volume des réserves de prognose (catégorie (D) en base de la relation :

$$R_p = S.\,r.$$

où : S = superficie des rocs sédimentaires,
r = réserve de prognose par unité de superficie, calculée comme réserve récupérable par exploitation,
R_p = réserve totale (de prognose).

Les travaux géologiques promouvront, petit à petit, les réserves de prognose en réserves sûres ($A + B$) en passant par une phase intermédiaire C_2 et C_1 de réserves probables.

Pour promouvoir les réserves de prognose en réserves de la catégorie C_2 on devra effectuer des travaux de prospection (prospections géophysiques, forage de référence et forage structural).

Les travaux d'exploitation suivants promouvront les réserves aux catégories C_1 et $A + B$: le forage d'exploitation-ouverture promouvra les réserves de la catégorie C_2 à la catégorie C_1 et le forage d'exploitation-délimitation promouvra les réserves de la catégorie C_1 aux catégories B et A.

Les travaux géologiques permettant de promouvoir les réserves des catégories ci-dessus doivent prévoir un accroissement de ces réserves en proportion du niveau de production de façon à ce que la production du pétrole puisse compter, à tout moment, sur des réserves suffisantes dans les catégories A + B. D'un autre côté, le niveau des réserves dans la catégorie C_1 devra assurer le nécessaire annuel promu à la catégorie B, lequel, à son tour, devra assurer le nécessaire en réserves dans la catégorie C_1, de façon à ce que les réserves dans chaque catégorie augmentent continuellement, tout comme la production extraite.

Tant qu'il y aura des réserves suffisantes de prognose de la catégorie D, on pourra respecter le rythme du passage dans chaque catégorie. Dès que les réserves de prognose diminuent jusqu'à une certaine limite permettant le maintien du niveau de production, le rythme du passage dans chaque catégorie ne peut plus être respecté. Il faut alors réduire la distance entre les sondes, augmenter le nombre de sondes sur la superficie d'exploitation et, implicitement, diminuer le délai au cours duquel la production est assurée d'avoir des réserves des catégories $A + B$ qui ne peuvent plus augmenter en proportion de l'accroissement de la production.

Toutefois, en principe, quand il y a des réserves de prognose suffisantes, on devra fixer — en rapport avec le développement de la production de pétrole — le niveau des réserves non seulement pour la catégorie $A + B$, mais aussi pour les catégories C_1 et C_2.

Il y a trois méthodes de calcul du coût de la découverte des réserves inclus dans le coût par tonne de pétrole :

1. Les dépenses totales pour les travaux géologiques effectués au cours d'une période de n années sont réparties uniquement aux réserves promues à la catégorie $A + B$ et le coût qui en résulte est inclus dans le prix du pétrole en tant que coût de la découverte des réserves.

2. Les dépenses géologiques sont réparties à la catégorie de réserves à laquelle elle sont destinées ; les réserves sont promues d'une catégorie à

une autre, compte tenu du coût de la promotion dans la catégorie respective et des dépenses par tonne de réserve de la catégorie de départ.

3. Les dépenses pour les travaux géologiques sont réparties en totalité à la production extraite annuellement ou, comme moyenne, pour une période plus longue.

Dans les deux premières méthodes de calcul il restera chaque année un fond de réserves immobilisé qui sera d'autant plus grand que le délai assuré en réserves sera plus long. Il est évident que, dans ce cas, il faudra ajouter, au coût des réserves, la perte de bénéfice du fait des sommes immobilisées en réserves non extraites.

Afin de pouvoir comparer les résultats obtenables par l'application des 3 méthodes ci-dessus, on a calculé un exemple hypothétique pour une période de 10 années. Cet exemple a permis d'établir que le coût des réserves découvertes, qui doit être inclus dans le prix de revient du pétrole, est de 57 lei/t. calculé par la première méthode, de 50 lei/t. par la seconde et de 129 lei/t. par la troisième. Dans le calcul par les deux premières méthodes on a pris en considération la perte de bénéfice résultant de l'immobilisation de sommes importantes en réserves non extraites.

Le problème qui se pose est de savoir si, dans le prix du pétrole, on doit inclure, en tant que coût des réserves, celui résultant du rapport du montant des travaux géologiques au volume des réserves découvertes ou s'il est préférable de calculer une somme plus élevée pour les réserves extraites afin de ne pas trop prolonger la récupération du coût des travaux géologiques, étant donné la longue période de temps au cours de laquelle on procédera à l'extraction du restant des réserves. Nous considérons qu'il faut établir une méthode permettant la plus rapide récupération des travaux géologiques. C'est pourquoi nous pensons que la troisième méthode de calcul est la bonne car, d'une part, elle permet d'éviter d'importantes immobilisations de fonds en réserves non extraites et, d'autre part, elle réfléchit mieux l'influence du rythme d'accroissement de la production annuelle.

En conséquence, nous avons établi, par la troisième méthode, la formule de calcul du coût de la découverte des réserves, coût qui sera compris dans celui du pétrole.

Supposons deux périodes, l'une avec la production Q et l'autre avec la production $Q + n\Delta Q$, où ΔQ est l'augmentation moyenne, annuelle, de la production et n est le temps entre les deux périodes.

Le niveau des réserves A + B au début de ces périodes, sera $n_1 Q$ et $n_2(Q + n\Delta Q)$, n_1 et n_2 étant le temps assuré en réserves, dans les deux périodes.

La production extraite entre ces deux périodes sera

$$nQ + \frac{n(n-1)}{2}\Delta Q = n\left(Q + \frac{(n-1)}{2}\Delta Q\right)$$

où $\frac{n(n-1)}{2}\Delta Q$ représente la valeur de l'accroissement de la production au cours de la période de n années.

Les réserves découvertes entre les deux périodes seront :

$$R = n_2\ (Q + n\ \Delta Q) - n_1\ Q + n\left(Q + \frac{n-1}{2}\ \Delta Q\right)$$

$$R = Q\ (n_2 - n_1 + n_2) + \Delta Q\left[n\ n_2 + \frac{n(n-1)}{2}\right]$$

ou: $R = k_1 Q + k_2 \Delta Q$
où: $k_1 = n_2 - n_1 + n$

$$k_2 = n\left(n_2 + \frac{n-1}{2}\right)$$

Donc, le coût de la découverte des réserves, devant être compris dans celui du pétrole, sera:

$$p_{rl} = \frac{R \cdot p_r}{n\left(Q + \frac{n-1}{2}\Delta Q\right)} = \frac{(k_1 Q + k_2 \Delta Q)\, p_r}{n\left(Q + \frac{n-1}{2}\Delta Q\right)}$$

$$p_{rt} = \frac{p_r}{n}, \frac{k_1 + k_2 \frac{\Delta Q}{Q}}{1 + \frac{n-1}{2}, \frac{\Delta Q}{Q}} \qquad (1)$$

p_r = coût par tonne de réserve découvert.
En prenant comme exemple:
$n_1 = n_2 = 20$ ans (facteur constant en réserves assurées).
$n = 5$ ans; $p = 40$ lei/t. de réserve:

$$k_1 = 20 - 20 + 5 = 5;\ k_2 = 5 \times 20 + \frac{5+4}{2} = 110$$

L'expression (1) deviendra

$$p = 8\,\frac{5 + 110\,\frac{\Delta Q}{Q}}{1 + 2\,\frac{\Delta Q}{Q}} = 40\,\frac{1 + 22\,\frac{\Delta Q}{Q}}{1 + 2\,\frac{\Delta Q}{Q}}$$

Le coût de la découverte des réserves variera, par rapport au pourcentage d'accroissement de la production comme suit:

$\frac{\Delta Q}{Q}$	p_{rt} (lei/t)
0,1	106,7
0,2	154,3
0,3	190,0
0,4	217,3

AMORTISSEMENT DES SONDES ET DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION

L'amortissement d'une sonde a un poids élevé dans le prix de revient moyen du pétrole, poids d'autant plus grand que la production totale par sonde (potentiel de production de la sonde) est plus réduite. Actuellement, on calcule en moyenne la norme d'amortissement des sondes à 10% du coût de la sonde.

Nous considérons qu'il n'est pas logique de fixer une même norme d'amortissement par sonde pour chacune des 10 années. On devrait calculer l'amortissement des sondes d'exploitation en rapportant le coût de la sonde à la production potentielle de la sonde ou à la production extraite les 10 premières années; donc, chaque année, l'amortissement doit être proportionné à la production de la sonde.

Ainsi, si une sonde coûte 800.000 lei et sa production pour les 10 premières années est de 40.000 tonnes, l'amortissement sera de 20 lei/t, auxquels on devra encore ajouter 4 lei pour les réparations capitales.

Nous pensons que la même méthode devrait être appliquée non seulement à la sonde, mais encore aux installations de production et même aux installations générales, par gisement ou structure, en tenant compte, dans le calcul de l'amortissement, uniquement de la valeur non récupérable de ces installations.

Par conséquent, l'amortissement pour une structure ou même pour l'ensemble de l'industrie du pétrole devrait être calculé en base de l'expression

$$a = \frac{I_s + I_p}{N_s P_{10}} = \frac{N_s \cdot I_m}{N_s P_{10}} = \frac{I_m}{P_{10}} \qquad (3)$$

qui, en dernier lieu, représente le rapport entre l'investissement moyen par sonde et la production potentielle (ou des premières 10 anées) de la sonde. Notons que :

I_s = valeur des sondes
I_p = investissements de production et généraux
I_m = investissements moyens par sonde
P_{10} = production de la sonde pour les premières 10 années.
N_s = nombre de sondes productives.

Mettons que le débit moyen pour les premières 10 années, à partir du début de la production, est obtenu au bout de n' années de production Q.

Dans ce cas nous aurons :

$$P_{10} = 10 \frac{Q + n' \Delta Q}{N + n' \Delta N}$$

où :

ΔN = augmentation moyenne, annuelle, du nombre de sondes pendant la période n ;

n' est la caractéristique de la région à l'étude.

Dans ce cas, l'amortissement sera donné par l'expression :

$$a = \frac{I_m (N + n' \Delta N)}{10 (Q + n' \Delta Q)}$$

$$a = \frac{I_m}{10} \cdot \frac{N}{Q} \cdot \frac{1 + n' \frac{\Delta N}{N}}{1 + n' \frac{\Delta Q}{Q}}$$

On sait, toutefois, que $\frac{\Delta N}{N} = k_3 \cdot \frac{\Delta Q}{Q}$; k_3 étant un coefficient caractéristique de la région.

En général, l'augmentation du nombre de sondes (nouvelles sondes) est supérieure à l'augmentation de la production étant donné qu'une partie des sondes couvrira le déclin de la production.

En tout cas, la variation de k_3 par rapport à l'accroissement de la production, est la caractéristique de la région exploitée.

Ainsi, nous aurons :

$$a = \frac{I_m}{10} \cdot \frac{N}{Q} \cdot \frac{1 + n' k_3 \frac{\Delta Q}{Q}}{1 + n' \frac{\Delta Q}{Q}} \qquad (4)$$

On devra déterminer n' et k_3 pour chaque région étudiée.

Si nous prenons :

$n' = 3$ années : $I_m = 2 \times 106$ lei ; $k_3 = 2$

$D = \frac{Q}{N} = 5000$ t/an

la formule de variation des amortissements, par rapport à l'augmentation de la production, sera :

$$a = \frac{2 \times 10^6}{10 + \times 5\,000} \frac{1 + 3 \times 2 \frac{\Delta Q}{Q}}{1 + 3 \frac{\Delta Q}{Q}} = 40 \frac{1 + 6 \frac{\Delta Q}{Q}}{1 + 3 \frac{\Delta Q}{Q}} \qquad (5)$$

où la variation de a par rapport à $\frac{\Delta Q}{Q}$ sera :

$\frac{\Delta Q}{Q}$	a (lei/t)
0,1	49,2
0,2	55
0,3	60
0,4	62

DÉPENSES COURANTES D'EXPLOITATION

Dans le cadre des dépenses d'exploitation, on relève les articles de dépenses ci-dessous :

1. Salaires directs et contributions.
2. Réparations de fond et de surface (y compris l'acidisation).
3. Matériel courant d'entretien.
4. Energie pour faire monter le liquide : a) électrique ; b) de compression.
5. *Dépenses liées à l'injection de gaz et d'eau.*
6. Autres dépenses.
7. Dépenses communes aux sections et dépenses générales de l'entreprise.

Ces dépenses, sauf celles aux points 4 et 5, peuvent être analysées par rapport au nombre de sondes (sondes-mois). Elles caractérisent également le système d'exploitation employé (éruption, gaslift, pompage), et sont affectées, éventuellement, par la proportion dans laquelle on emploie ces systèmes.

Les dépenses d'injection sont proportionnées à la quantité de fluide injectée et celles énergétiques, à la quantité de pétrole extraite.

En conséquence, on peut considérer que les dépenses d'exploitation (C_e) sont exprimées par :

$$C_e = N_s \cdot C_s + Q \cdot m$$

où :

N_s = nombre de sondes — mois productifs
Q = production annuelle
C_s = coût par sonde — an
m = coût, par tonne de pétrole, de l'injection, de l'énergie et autres dépenses telles que: pompage interne, traitement du pétrole, etc.

Le prix de revient par tonne sera :

$$p = \frac{C_e}{Q} = \frac{N_s}{Q} \cdot C_s + m$$

mais $\frac{Q}{N_s} = D$, débit par sonde — an

donc $p = \frac{C_s}{D} + m$

Les débits varieront au cours des n années. Nous pouvons, cependant, considérer que le coût par sonde — an est constant. Donc :

$$p + n\Delta p = \frac{C}{D + n\Delta D} + m$$

où :

Δp = augmentation ou baisse moyenne, annuelle du prix de revient.
ΔD = baisse ou augmentation moyenne, annuelle, du débit au cours de la période n

compte tenu que : $D + n\Delta D = \frac{Q + n\Delta Q}{N + n\Delta N}$

$$pe = p + n\Delta p = \frac{C_s (N + n\Delta N)}{Q + n\Delta Q} + m = C_s \frac{N}{Q} \cdot \frac{1 + n\frac{\Delta N}{Q}}{1 + n\frac{\Delta Q}{Q}} + m$$

ce qui donnera la variation du prix de revient des dépenses d'exploitation par rapport à l'augmentation de la production.

Si l'on considère ici également que $\frac{\Delta N}{N} = k_3 \cdot \frac{\Delta Q}{Q}$

nous aurons

$$p + n\,\Delta p = C_s \frac{N}{Q} \cdot \frac{1 + n\,k_3 \frac{\Delta Q}{Q}}{1 + n\frac{\Delta Q}{Q}} + m \qquad (6)$$

Pour étudier la variation des dépenses d'exploitations suivant l'augmentation de la production, on considérera que :

C_s = 120.000 lei/sonde-an ; m = 40 lei/t ;

n = 5 ans ; $D = \frac{Q}{N}$ = 5000 t/sonde-an ; $k_3 = 2$ (que nous avons considéré comme ne variant pas avec l'augmentation de la production).

La formule deviendra :

$$pe = p + n\Delta p = 40 + 120.000\,\frac{1}{5\,500}\cdot\frac{1+5\times 2\,\frac{\Delta Q}{Q}}{1+5\,\frac{\Delta Q}{Q}} = 24\,\frac{1+10\,\frac{\Delta Q}{Q}}{1+5\,\frac{\Delta Q}{Q}} + 40 \qquad (7)$$

dont la variation par rapport à l'augmentation de la production sera :

$\frac{Q\Delta}{Q}$	lei/t p_e
0,1	72
0,2	76
0,3	78,4
0,4	80

FORMULE DU COÛT TOTAL

La formule du coût total par rapport à l'augmentation annuelle de la production sera donc :

$$p = \underbrace{\frac{p\,r}{n}\,\frac{k_1 + k_2\,\frac{\Delta Q}{Q}}{1+\frac{n-1}{2}\,\frac{\Delta Q}{Q}}}_{\text{I}} = \underbrace{\frac{Im}{10\,D}\cdot\frac{1+n'\,k_3\,\frac{\Delta Q}{Q}}{1+n'\,\frac{\Delta Q}{Q}}}_{\text{II}} + \underbrace{\frac{C_s}{D}\cdot\frac{1+n'\,k_3\,\frac{\Delta Q}{Q}}{1+n\,\frac{\Delta Q}{Q}} + m}_{\text{III}} \qquad (8)$$

où :

I = dépenses occasionnées par la découverte des réserves
II = amortissements sondes et installations
III = dépenses d'exploitation

$k_1 = n_2 - n_1 + n$; $k_2 = n\,n_2 + \frac{n-1}{2}$;

n_1, n_2 délai d'assurance en réserves dans les deux périodes de la production Q, soit $Q + n\Delta Q$;

D = débit par sonde-an dans la période de production Q ;

k_3 = rapport $\frac{\Delta N}{N} : \frac{\Delta Q}{Q}$;

n' = temps au bout duquel on réalise le débit moyen pour les 10 premières années ;

C = coût par sonde-an (sans amortissements) ;

n = temps au cours duquel on réalise l'augmentation moyenne de la production (ΔQ) ;

On constate que le prix de revient ne dépend pas seulement de ΔQ, mais aussi du mode d'exploitation de la région géologique, du délai d'assurance en réserves, du débit moyen par sonde-an, de la période n au cours de laquelle on réalise l'augmentation moyenne de la production.

Si l'on prend les données de l'exemple analysé pour chaque groupe de dépenses, la formule générale du prix de revient donnant la courbe des dépenses, sera :

$$p = 40 \frac{1+22\frac{\Delta Q}{Q}}{1+2\frac{\Delta Q}{Q}} + 40 \frac{1+6\frac{\Delta Q}{Q}}{1+3\frac{\Delta Q}{Q}} + 24 \frac{1+10\frac{\Delta Q}{Q}}{1+5\frac{\Delta Q}{Q}} + 40. \qquad (9)$$

Le tableau ci-dessous montre le prix de revient résultant de l'application de la formule pour les 4 pourcentages d'augmentation de la production annuelle initiale :

$\frac{\Delta Q}{Q}$	Coût par tonne			
	Dépenses découverte	Amortissements	Dépenses exploitation	Total p_t
0,1	106,7	49,2	72	227,9
0,2	154,3	55	76	285,3
0,3	190,0	60	78,4	328,4
0.4	217,3	62	80	359,3

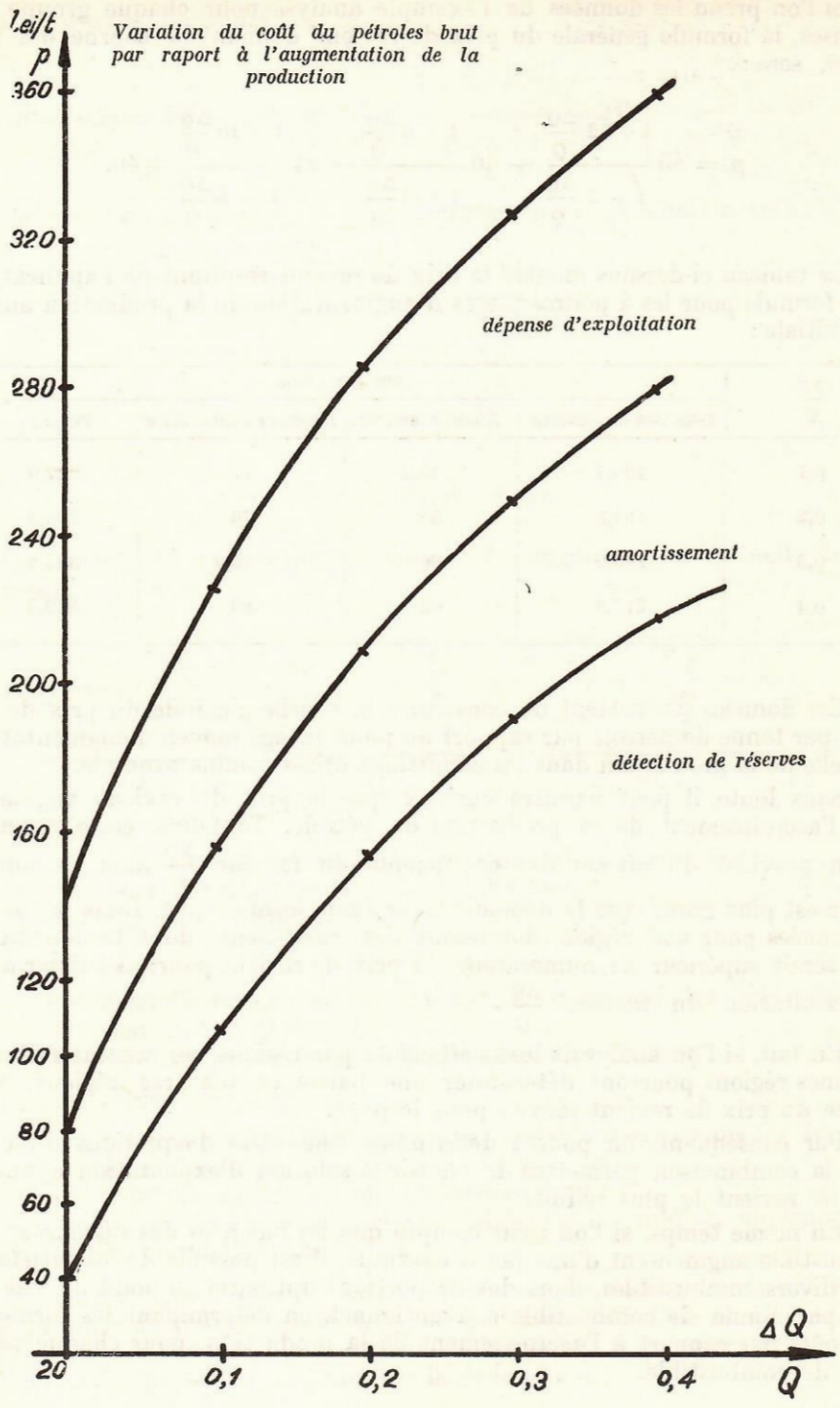
Ces données permettent de construire la courbe générale du prix de revient par tonne de pétrole par rapport au pourcentage moyen d'augmentation annuelle de la production dans les conditions prises comme exemple.

Sans doute, il peut paraître curieux que le prix de revient augmente avec l'accroissement de la production de pétrole. Toutefois, cette augmentation provient du niveau des coefficients du facteur $\frac{\Delta Q}{Q}$ dont le numérateur est plus grand que le dénominateur (voir formule (9)). Dans le cas où les données pour une région donneront des coefficients dont le dénominateur serait supérieur au numérateur, le prix de revient pourrait baisser avec l'augmentation du facteur $\frac{\Delta Q}{Q}$.

En fait, si l'on analysait les coefficients par régions, on constaterait que certaines régions pourront déterminer une baisse et d'autres régions, une hausse du prix de revient moyen pour le pays.

Par conséquent, on pourra déterminer une série d'équations du coût dont la combinaison permettra de choisir la solution d'exploitation ayant le prix de revient le plus réduit.

En même temps, si l'on tient compte que les balances des ressources en combustible augmentent d'une façon continue, il est possible de les satisfaire avec divers combustibles, dans des proportions optimum au point de vue du coût par tonne de combustible conventionnel, en déterminant les formules des coûts par rapport à l'accroissement de la production, pour chaque catégorie de combustible.


Lei/t
p
Variation du coût du pétroles brut par raport à l'augmentation de la production
360
320
280
240
200
160
120
100
80
60
40
dépense d'exploitation
amortissement
détection de réserves
ΔQ
20
0,1
0,2
0,3
0,4
Q

GENERAL RELATIONS BETWEEN INCREASE OF OIL PRODUCTION OF A COUNTRY (OR A REGION) AND COST PRICE LEVEL PER EXTRACTED TON OF OIL

The author tries to establish a relation between the production level of a geological area, whose industrial reserves are in continuous increase and the cost price per ton of extracted crude oil.

In this aim, he analyses the three main chapters of expenses: the cost of reserves detection, the amortization of oil derricks and production equipment and the operation expenses.

Concerning the cost of reserves detection, the paper analyses three variants: 1) distribution of the value of geological worcks over the utilized reserves; 2) distribution of these works per each category of reserves, according to the type of worcks and 3) their distribution per amount of extracted crude oil. The author recommends the last variant, which allows to recover the expenses for reserves detection in as a short time as possible, avoiding the immobilization of considerable funds in non extracted reserves.

The author proposes to distribute the amortization of oil derriks and production equipment over the recoverable (industrial) reserves of the respective geological area.

A concrete example allowed to trace the curve of cost price variation, in function of the production increase rate.

СООТНОШЕНИЕ МЕЖДУ РОСТОМ ПРОИЗВОДСТВА НЕФТИ ОТДЕЛЬНОЙ СТРАНЫ (ОБЛАСТИ) И УРОВНЕМ СЕБЕСТОИМОСТИ ТОННЫ ДОБЫТОЙ НЕФТИ

В статье преследуется цель определения соотношения между уровнем производства геологической зоны, промышленные запасы которой неуклонно увеличиваются, и себестоимостью тонны добытой нефти.

С этой целью рассматриваются 3 важнейших раздела расходов: стоимость выявления запасов, амортизация скважин и производственных установок и эксплуатационные расходы.

В части стоимости выявления запасов рассматриваются 3 варианта: 1) отнесение стоимости геологических работ на эксплуатируемые запасы: 2) распределение этих работ на каждую категорию запасов по видам работ: 3) отнесение их на количество добытой нефти. Рекомендуется последний вариант, позволяющий возмещать расходы на выявление запасов в наиболее короткий срок с избежаниме замораживания значительных фондов в недобытых запасах.

Амортизацию эксплуатационных скважин и производственных установок предлагается относить на извлекаемые (промышленные) запасы данной геологической зоны.

Конкретный пример позволил определить кривую изменения себестоимости по отношению к темпам роста производства.