



HAL
open science

La fiscalité pétrolière dans le monde

Yves Lesage, Christian Saint-Guilhem, Claude Riveline

► **To cite this version:**

Yves Lesage, Christian Saint-Guilhem, Claude Riveline. La fiscalité pétrolière dans le monde. Sciences de l'ingénieur [physics]. 1961. hal-01910065

HAL Id: hal-01910065

<https://minesparis-psl.hal.science/hal-01910065>

Submitted on 31 Oct 2018

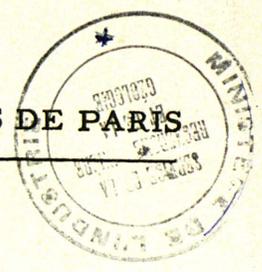
HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

W
PLANCE DU 2 JUIN 1961

U. Marelli
Dm.

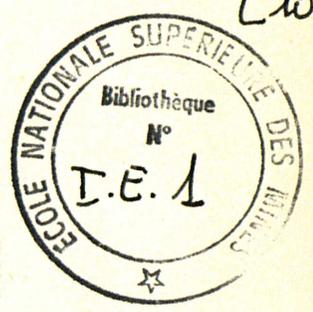
ECOLE NATIONALE SUPERIEURE DES MINES DE PARIS



Option Corps des Mines
Ing^r El. de 3^e année
Promo X 1956

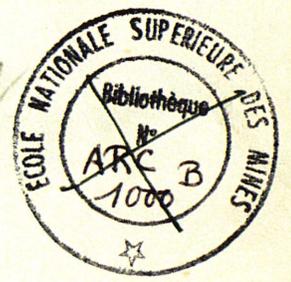
[101

LA FISCALITE PETROLIERE DANS LE MONDE



EXAMEN DES CONVENTIONS D'ETABLISSEMENT
EN MATIERE PETROLIERE ET MINIERE

Directeur de dossier : M. DELAVESNE



**Consultation
sur place** par

Yves LESAGE
Claude RIVELINE
Christian SAINT-GUILHEM

ECOLE NATIONALE SUPERIEURE DES MINES DE PARIS

Option Corps des Mines

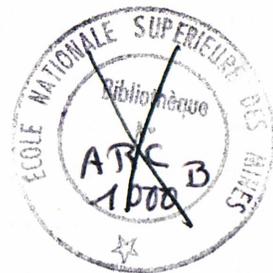
LA FISCALITE PETROLIERE DANS LE MONDE



EXAMEN DES CONVENTIONS D'ETABLISSEMENT

EN MATIERE PETROLIERE ET MINIERE

Directeur de dossier : M. DELAVESNE



par

Yves LESAGE

Claude RIVLINE

Christian SAINT-GUILHEM

**Consultation
sur place**

1 9 6 1

TABLE DES MATIERES

Introduction	Page 1
Chapitre I - Les aspects juridiques de la fiscalité pétrolière et minière	3
1 - L'exemple du Sahara	5
2 - Problème général des relations entre Etats et sociétés	8
Chapitre II - Histoire de la fiscalité pétrolière	17
Chapitre III - Description de quelques régimes fiscaux	29
1 - France	31
2 - Canada	33
3 - O.C.R.S.	37
4 - Mauritanie	39
5 - Moyen-Orient ancien	43
6 - Japon - Arabie-Séoudite	43
7 - E.N.I.-Iran	45
Chapitre IV - Les modalités de l'imposition	49
1 - Introduction	50
2 - Cash-bonus - Enchères	54
3 - Loyer	56
4 - Redevance	57
5 - Provision pour reconstitution de gisement	60
6 - Impôt sur les bénéfices - Le 50-50	75
7 - Association avec l'Etat	79
Conclusion générale	82
Annexe n° 1 - Influence de la P.R.G. française	
Annexe n° 2 - Etude sur un modèle, de l'influence de la fiscalité.	
Bibliographie sommaire	

Introduction

La fiscalité n'est pas une science exacte. Même dans les pays les plus évolués, où des textes nombreux et précis définissent les impôts et les taxes, quantité de dispositions font l'objet de discussions entre les contribuables et la puissance publique. Les textes eux-mêmes évoluent, selon la situation politique ou économique du moment.

Or, les industries extractives sont d'une nature qui les rend particulièrement sensibles à l'influence de la fiscalité :

- la recherche et l'exploitation nécessitent des capitaux considérables,
- les résultats sont essentiellement aléatoires,
- les revenus sont éloignés dans le temps, et les dépenses immédiates.

La fiscalité pétrolière et minière présente des caractères différents du droit commun. C'est ce que l'on constate dans tous les pays évolués.

Dans les pays sous-développés, l'arrivée du premier exploitant est l'occasion de fabriquer un régime fiscal. Dans l'établissement de ces textes, les précédents jouent le plus grand rôle : on retrouve sous des déguisements différents des régimes analogues. Il y a à cela une raison psychologique, mais aussi ce fait économique que dans un certain état du marché financier international, il faut assurer aux capitaux un sort comparable.

Les textes ainsi établis (conventions d'établissement, régime fiscal de longue durée, loi pétrolière, etc...) résultent pour la Puissance Publique de l'équilibre à un instant donné de deux exigences contradictoires : attirer des capitaux qui mettent en valeur le pays, en tirer le maximum de revenu. Si cet équilibre se trouve modifié, la tentation sera grande pour l'Etat de revoir les textes. Ceci, nous l'avons vu, ne saurait convenir à l'exploitant et au financier, déjà soumis aux aléas de la recherche, de l'exploitation et du marché.

Quelle assurance ont-ils d'une certaine stabilité ? Nous examinerons dans un premier chapitre la valeur juridique des textes auxquels il sont soumis.

L'exploitation des minerais est une vieille industrie. La loi des rendements décroissants se fait sentir et, aujourd'hui, le "prix d'un minerai est proportionnel à la quantité de terre remuée" (M. Blondel). Pourtant le problème des régimes fiscaux de longue durée est récent.

Le pétrole, au contraire, est une industrie jeune. Il reste dans le monde des rentes pétrolières prodigieuses. Comme beaucoup de ces gisements se trouvent dans des pays peu évolués, la fiscalité pétrolière a connu une histoire particulièrement mouvementée, dont nous verrons les grandes lignes dans un deuxième chapitre.

Dans un troisième chapitre, nous examinerons un certain nombre de régimes fiscaux caractéristiques actuellement pratiqués dans le monde. Nous verrons que pour des partages globaux analogues, les modalités de l'imposition peuvent être très différentes.

Aussi étudierons-nous, dans un dernier chapitre, les différentes formes d'imposition, leur origine et leurs conséquences économiques.

*

*

*

CHAPITRE I

LES ASPECTS JURIDIQUES
DE LA FISCALITE PETROLIERE ET MINIERE

La sécurité des investissements miniers dépend autant du cadre juridique des rapports entre les entreprises et l'Etat concédant, que des statuts commerciaux et fiscaux permettant le développement rentable de l'exploitation.

En effet, deux données apparemment contradictoires régissent la mise en valeur des richesses minérales :

La première est l'impératif de stabilité qui s'impose aux entreprises dans ce domaine. La mise en valeur de gisements de minerais classiques requiert de forts investissements de recherche et de mise en place. Ce n'est que dix ans après que les premiers revenus apparaîtront pour une durée d'exploitation plus longue en général (près de 50 ans) que celle des hydrocarbures. La dimension moyenne inférieure des gisements de pétrole et leur durée d'exploitation de l'ordre de 25 ans imposent par contre un renouvellement constant de l'effort de recherches, et là où les dépenses initiales sont moins chères, leur reconduction permanente en accroît l'importance. Les entreprises ne peuvent s'engager dans des activités de cette nature que si la sécurité et la rentabilité de l'exploitation leur sont assurées pour une longue période.

D'autre part, le législateur veut réserver à l'Etat une large marge d'intervention sur un secteur qui, de tout temps, a été considéré comme primordial dans l'économie. De plus, lorsque les régimes constitutionnels évoluent, comme en Afrique française actuellement, les compétences passent de l'autorité métropolitaine aux autorités locales souveraines. Ces changements risquent d'aboutir à des modifications de statuts incompatibles avec l'impératif de stabilité ci-dessus rappelé.

A la lumière d'une comparaison entre la dernière solution juridique envisagée pour l'O.C.R.S. en 1959 et la longue tradition minière française, nous essaierons de souligner les problèmes principaux qui se posent aux juristes et aux industriels, tels qu'ils apparaissent déjà au Congrès d'Aix-en-Provence en 1958.

*

*

*

1 - L'EXEMPLE DU SAHARA

Il est très difficile en droit de faire du neuf, et peut-être plus difficile de rompre avec la tradition en matière minière que dans d'autres, car "la tradition ici s'incarne dans la continuité du Corps des Mines jamais interrompue depuis les dernières années de l'ancien régime" (M. le Professeur Rivero). Aussi nous allons retrouver dans l'étude du régime particulier de l'O.C.R.S., promulguée le 22 Novembre 1958, la trame des éléments traditionnels du droit minier français.

1. La tradition française

Depuis la loi de 1810, le législateur a tenté de concilier d'une part la volonté de donner à l'exploitant la sécurité indispensable à toute exploitation minière, pour laquelle la durée est une dimension nécessaire, et d'autre part le souci de réserver à la Puissance Publique un large contrôle sur l'industrie d'une matière première "stratégique" (comme en témoignent par exemple les accords conclus entre la France et les Etats de la Communauté).

L'autorité de l'Etat s'affirme dans le choix de l'exploitant que nous retrouvons au Sahara au moment de la délivrance du permis exclusif de recherche. Ce permis est totalement gratuit pour que l'Etat puisse choisir librement sur le terrain de l'intérêt général, sans être influencé par des puissances d'argent. Ce pouvoir discrétionnaire se prolonge par le contrôle de l'Etat sur la direction de l'entreprise, pour que celle-ci ne mue pas en gardant le même nom.

La sécurité du concessionnaire, seconde grande préoccupation du droit traditionnel, était assurée avant 1949 par le droit de propriété qu'il avait sur la mine. Aujourd'hui, ne reste qu'un droit immobilier, susceptible d'hypothèque qui est le reflet de la vieille propriété de 1810. Ce droit perpétuel pour les substances minérales n'est que temporaire pour les hydrocarbures ; mais cela ne traduit aucune indifférence pour la sécurité de l'exploitant pétrolier, car son gisement sera vite épuisé.

Ainsi, tout ce qui concerne la concession n'innove guère dans l'Ordonnance saharienne : sur cette base traditionnelle, nous allons aborder maintenant le côté original de ce régime.

./...

2. L'apport de l'O.C.R.S.

A vrai dire, la continuité dans les inspirations frappe autant que la dissemblance dans les techniques d'application. M. Rivero disait même que, paradoxalement, l'Ordonnance tendait à augmenter à la fois l'autorité de l'Etat et la sécurité de l'exploitant.

L'instrument essentiel de cette harmonisation est la CONVENTION annexée à la concession, qui prend la place du traditionnel Cahier des Charges. Le Cahier des Charges apparu en 1919 était déjà sur la voie contractuelle, bien que d'élaboration unilatérale, car il était personnel à l'entreprise et immuable. La convention est l'aboutissement actuellement le plus évolué de cette contractualisation des rapports Etat-entreprise.

a) Nature de la convention

La convention est un contrat administratif, puisque réglementaire et exorbitant du droit commun, et son contentieux relève du Conseil d'Etat. Mais contrairement au contrat administratif classique, elle fait pleinement la loi des parties : la Puissance Publique ne peut en modifier unilatéralement les clauses pour des mesures d'intérêt général. Alors qu'en France métropolitaine la menace d'une relative instabilité du "Prince" plane sur le Cahier des Charges, ici le législateur a voulu "consolider le contenu juridique de la situation du concessionnaire" (exposé des motifs de l'Ordonnance). Donc : nous rencontrons ici le premier exemple de contrat administratif régi par une règle d'immutabilité analogue aux contrats de droit privé et aux conventions d'établissement passées Outre-Mer.

b) Contenu de la convention

Le contenu de cette convention est lui aussi nouveau : certes, l'ordonnance n'y enferme pas la totalité des règles applicables aux relations du concessionnaire et de l'Etat, contrairement à ce qui se passe au Moyen-Orient. Mais sur le champ très vaste de la convention, aucune discussion ne sera admise : fixée unilatéralement par le pouvoir, la situation du concessionnaire est claire et stable. C'est un contrat d'adhésion.

L'Etat a un pouvoir d'intervention très large, tant dans le domaine technique, que dans la réglementation éventuelle de quotas de production, ou la correction des prix pratiqués pour les ramener à la parité internationale.

Mais l'entreprise profite aussi de dispositions particulières. Le juriste plus sensible à cette dérogation exceptionnelle au droit public peut même objecter que l'Etat, de sa nature souveraine, se lie par avance les mains vis-à-vis du concessionnaire. Les conventions d'établissement Outre-Mer ont déjà acclimaté ces principes dans notre régime juridique, mais l'Ordonnance saharienne les y introduit avec une plénitude inconnue jusque là.

Ainsi par exemple :

- les clauses de non-aggravation que la convention devra contenir pour toute la durée de la concession,
- le régime fiscal valable pour trente ans : "pensez à la situation du contribuable dont les obligations resteraient définies par ce qu'elles étaient en 1929"...
- la garantie de recours devant le Conseil d'Etat.

On rencontre même, à propos du principe de droit au transport la formule "nonobstant toutes dispositions législatives ou réglementaires contraires"...

*

*

*

Nous venons d'esquisser les grandes lignes du régime de l'O.C.R.S., et nous apercevons déjà cette complexité des rapports entre l'exploitant et l'Etat, qui veulent chacun s'assurer des libertés d'action incompatibles entre elles. Nous étions ici dans le domaine du droit national français : l'O.C.R.S. est en effet "un établissement public placé sous la tutelle du Ministre chargé du Sahara, doté de la personnalité morale et de l'autonomie financière". Maintenant que la référence à ce cas concret nous donne une base plus précise, nous voudrions évoquer quelques-uns des problèmes qui se posent dans un cadre plus général.

*

*

*

2 - PROBLEME DES RELATIONS ENTRE ETATS ET SOCIETES

Nous nous proposons de rappeler ici à grands traits les principales questions débattues en particulier à l'occasion du Congrès d'Aix-en-Provence en 1958.

Nécessité de recours à un cadre international

Il est reconnu que le financement de la recherche et le développement des ressources minières et pétrolières ont été généralement supportés par l'épargne privée internationale. Cela apparaît dans l'histoire de tous les gisements du Moyen-Orient ou des Etats-Unis par exemple. S'il est vrai qu'en France la recherche pétrolière a d'abord été suscitée par l'Etat, l'épargne privée française ou internationale, après un délai de réflexion, n'a pas manqué de s'y investir. Ainsi, en Afrique Noire, en 1946, les fonds publics avaient financé 85 % des investissements pétroliers et en 1957 ils ne subvenaient plus qu'à la moitié des sommes nécessaires. Devant l'ampleur des travaux engagés ces dernières années, il a été absolument nécessaire de recourir à des fonds internationaux. Cela pose alors le problème de la sécurité des investissements dans le cadre du droit international public.

Accord entre l'autorité nationale et la compagnie privée

Dans beaucoup de pays, l'entreprise minière ou pétrolière est la seule industrie qui compte ; elle assure la quasi totalité des ressources fiscales, et peut, seule, provoquer le développement industriel et commercial de toute une région. Ainsi COMILOG et MIFERMA doivent construire routes, aérodromes, chemins de fer et ports pour permettre leur propre exploitation.

De plus, un interlocuteur tel que la STANDARD de New-Jersey (chiffre d'affaires 1960 : 43,8 milliards de n.f.) représente une puissance économique supérieure à celle de bien des Etats.

Les intérêts des sociétés sont donc partagés par les Etats désireux de voir prospérer chez eux une activité qu'ils ne peuvent y établir eux-mêmes. Cela explique la naissance de concessions de caractère "contractuel", ayant d'ailleurs des conséquences autant fiscales qu'économiques dans le développement de l'exploitation. Le principe du 50/50, partage égal du profit entre les contractants, apparaît au juriste comme "la véritable philosophie des rapports des compagnies et des Etats" (Me Piffault), répondant aux impératifs de sécurité et d'équilibre des intérêt réciproques.

Mais les interlocuteurs ne sont pas de même nature juridique : "d'un côté des sujets de droit privé, ce sont les compagnies, de l'autre, des sujets de droit public, ce sont les Etats ou les territoires".

Quelle procédure engager en cas de violation des engagements ?

C'est là le problème central sur lequel s'arrêtent tous les juristes en droit minier.

1. Position française

En droit français, une collectivité publique ne compromet pas. La seule exception connue en 1958 était la clause compromissoire introduite dans les conventions d'établissement Outre-Mer (décret du 13 Novembre 1956). On y distingue en effet le régime fiscal de longue durée soumis à la juridiction administrative, et la convention d'établissement dont le contentieux est soumis à l'arbitrage. En dehors de ce cas, tous les différends avec les autorités françaises se règlent donc par la procédure normale du contentieux administratif, tant que le problème garde un caractère de droit national interne. Cette option émane des articles 83 et 1004 de notre code de procédure civile, et semble se justifier de la manière suivante :

"D'abord il n'apparaît pas digne, de la part de l'Etat, de mettre en doute sa propre justice. Par conséquent, on ne voit pas comment il pourrait préférer, au juge qu'il a lui-même institué, un juge privé" (Me Loyrette).

De plus, le juge privé se prononce sur des intérêts privés. Les collectivités publiques ont en charge des intérêts publics. Elles ne peuvent en disposer librement, puisqu'elles en sont les instruments. Elles ne peuvent donc se soumettre à une juridiction qui laisse "un temps de liberté en plaidant".

Quelles sont les raisons qui ont amené alors les Pouvoirs Publics à autoriser l'arbitrage dans les conventions minières Outre-Mer ?

D'abord, on n'a pas voulu créer de conflit de compétence entre des tribunaux administratifs et judiciaires dont relèvent à la fois des problèmes très variés traités par la convention (exemple : contrôle de la société ou fixation des prix).

Mais c'est surtout pour obvier à la carence probable des nouvelles législations de pays prenant leur indépendance : cela assurerait la permanence du mode de règlement des conflits là où les tribunaux administratifs auraient partie liée avec les Gouvernements.

Enfin, on a tenté de donner certaines garanties quant au règlement des litiges pour accroître le volume des investissements.

On s'explique l'importance que les sociétés attachent à cet arbitrage et M. Fremicourt* exprimait ce sentiment en ouvrant la séance de Royaumont en Juillet 1959 : "nous avons éprouvé quelque surprise... même une petite déception, en constatant que le Conseil d'Etat n'avait pas accepté le recours à l'arbitrage... Nous aurions désiré cette insertion dans le texte du Code Pétrolier parce qu'il nous aurait été plus facile ultérieurement d'obtenir qu'elle le soit dans les textes qui pourront intervenir avec des Etats susceptibles d'acquérir une souveraineté de plus en plus étendue. Autrement, la solution des litiges pourrait être déferée à des juridictions locales pour lesquelles nous n'aurions peut-être pas le même respect, et en la justice desquelles nous n'aurions pas la même confiance."...

2. L'arbitrage (M.O. et O.M.)

a) Modalités

L'I.P.C., l'ARAMCO, le CONSORTIUM ANGLO-IRANIEN notamment recourent à cette procédure particulière qui régit aussi les récents accords E.N.I./IRAN ou SHELL KOWEIT :

Chaque partie désigne un arbitre, dans un certain délai. Ces derniers choisissent un tiers arbitre ou un "umpire", et ils doivent rendre la sentence avant une date limite. En fait, ce tiers arbitre est un "arbitre départiteur" entre les avis des deux opposants. Il manque encore parfois un règlement de procédure : lieu, délais, remplacement, experts, etc... De plus, on peut remarquer à quel point embryonnaire est parfois resté ce droit d'arbitrage en rappelant que dans certaines conventions il n'est pas précisé une procédure de désignation de l'arbitre au cas où une des parties refuse de désigner le sien : cette abstention possible du contractant en défaut rend nulle l'efficacité d'une telle convention (le cas s'est produit au Liban). Précisons que les récentes conventions au Moyen-Orient et en Outre-Mer ont résolu cette difficulté.

b) Que va-t-on soumettre à l'arbitrage ?

Il est très difficile de départager ce qui mérite de recourir à une telle procédure et ce qui relève de l'application autoritaire d'une décision administrative. On peut seulement signaler qu'actuellement le problème n'est pas résolu puisque l'on peut s'adresser Outre-Mer soit à un collège arbitral, soit aux législations locales qui peuvent condamner ce que le premier protège.

Il serait souhaitable de réunir ces juridictions en un seul collège, peut-être hiérarchisé pour éviter des longueurs de procédure incompatibles avec l'urgence ou la mesquinerie de certaines questions.

./...

* Président du Comité de Direction de l'Association de Droit Minier et Pétrolier et Premier Président Honoraire de la Cour de Cassation.

enfin c) Quelle loi sera applicable par ce collègue ?

Les textes qui visent à garantir la stabilité des entreprises constituent plus des déclarations d'intentions que des systèmes juridiques complets. Les formules y restent générales. Ainsi l'on s'inspirerait "des principes de droit généralement reconnus par les nations civilisées comprenant tels de ces principes dont les tribunaux internationaux ont pu faire application".

Dans le cas où l'on refuse le droit national, on s'aperçoit donc de la nécessité d'un code international.

3. Les autres solutions proposées

a) Privatisation des rapports

Une convention est un contrat : nous n'avons de sécurité qu'en contrat de droit privé et il serait donc souhaitable de chercher là une solution. Dans ce droit privé, "l'autorité publique contractante ne peut en aucun cas toucher au contrat, ni même prétendre modifier en aucune manière ses stipulations".

Seulement, les conventions pétrolières exigent des clauses exorbitantes du droit commun (assurer un "régime législatif de longue durée" par exemple) : ceci n'a lieu que pour des conventions de droit public.

"Comment ces contrats seraient-ils privés puisque leur substance même est de constituer un certain nombre d'abandons des prérogatives de l'Etat, puisqu'ils ont pour effet peut-être moins de privatiser les rapports futurs que d'élever aux dimensions d'un Etat et d'en faire son égale la compagnie qui traite avec lui ?" L'Etat, défenseur de la souveraineté législative, ne sera jamais un contractant de même ordre qu'une société privée. Il détruirait par la force plus tard ce qu'il aurait lui-même accepté en signant un contrat privé. Cependant, l'importance économique de l'objet des sociétés peut justifier les privilèges dont elles bénéficieraient du fait de la privatisation.

b) Reprise pure et simple du droit administratif

Ainsi en France, on se soumettrait à la juridiction du Conseil d'Etat, en Italie à la Justice d'Etat. Précisons que là où l'Etat ne compromet pas dans le premier exemple, il prend la position de simple commerçant dans le second (Me Guarino).

Cela pose le problème de l'exécution des sentences à l'encontre des personnes publiques. Me Rivero précise que "la justice sans la force est impuissante, et comme l'Etat détient la force publique...". Pratiquement, on ne peut

que faire appel à la bonne foi des autorités, et ne prononcer que des condamnations pécuniaires à l'encontre de l'Etat. On pourra les percevoir par la compensation des comptes entre les Pouvoirs Publics et la société, dans le cas bien strict où cette solution aura été explicitement prévue.

Enfin, se pose dans ce cadre, le grave problème de l'avenir de la société devant l'évolution constitutionnelle du régime. Il est à noter "l'obscurité totale du droit international sur le sujet". En cas d'accession à l'indépendance, "les droits acquis peuvent être maintenus ou abrogés pour des motifs spéciaux, notamment parce qu'ils ne sont plus en harmonie avec le nouvel ordre juridique et social". Heureusement, la pratique confirme le maintien des droits acquis. Nous devons cependant relever la conclusion de M. le Professeur Vedel : "l'étranger est plus protégé que le national"... Il ajoute "lorsque l'on a affaire à l'Etat, c'est une mauvaise méthode de rechercher des résultats trop rigides, non alternatifs, parce qu'on est condamné à ne pas les trouver finalement". Le problème de la succession des Etats n'est donc pas résolu de façon irréfragable actuellement.

Si "l'étranger est mieux protégé que le national", s'ouvre alors une troisième voie :

c) L'internationalisation des rapports

Tout d'abord, rappelons que tout le droit international est soumis à un élément de volonté : l'acceptation libre des Etats.

- Il n'est accordé aucune confiance à des "principes de droit international privé". L'Etat se considère toujours compétent sur sa propriété privée.

De plus, "la nationalisation est internationalement licite"... si elle est répréhensible de fait. Seule une nationalisation discriminatoire envers les étrangers ou brutale et sans indemnité "juste, prompte, adéquate et effective" est illicite : nous voyons apparaître la généralité des formules de ce droit international privé.

Seul un traité international sera juridiquement sûr : une nationalisation ne peut en droit aller à l'encontre d'un traité ("Pacta sunt servanda").

Le problème est critique Outre-Mer, où la France a passé d'abord des contrats de droit interne : il aurait fallu internationaliser notre économie en Afrique pour obliger les Etats successeurs à suivre les mêmes conventions de droit international. Cela aurait été reconnaître à l'avance leur indépendance. De plus, à l'heure des concurrences de prédominance Est-Ouest, pourquoi un jeune

Etat accepterait-il de se lier à des exigences d'arbitrage occidental, alors que les efforts étrangers sont dispersés et concurrents et que les protections semblent un retour du colonialisme, "une susceptibilité des Occidentaux envers les sauvages"...

Le droit international n'apportera de bases solides que dans le cadre de traité entre tous les Etats indépendamment de leur niveau. Sinon, tous les Etats occidentaux n'auront pas la même position sur un arbitrage particulier (exemple : personne ne se privera de pétrole pour un conflit local avec une petite société européenne).

- Si nous nous tournons vers le droit international public, nous nous adressons à la protection diplomatique. Elle est toujours fonction des aléas politiques. De plus, dans le cadre du droit commun, il faudrait une clause où l'Etat reconnaisse que toute violation de contrat dans le droit national l'engage internationalement.

Un contrat ne peut être simplement "internationalisé". Dans ce cas, en effet, aucun délit ne pourrait être jugé par un tribunal interne, aucune sentence exécutée par la juridiction interne ni protégée par aucune procédure diplomatique actuelle. En fait, on fait d'abord appel à la "simple bonne foi" de l'Etat.

Il existe aussi actuellement ce que l'on appelle des "traités parapluie". Un instrument diplomatique multilatéral garantit les conventions entre les organismes de droit privé et l'Etat en réaffirmant les engagements pris par ces derniers et donnant compétence à la cour internationale de justice sur une simple requête d'un des Etats signataires qui a pris en charge les intérêts de son ressortissant.

Enfin, il reste un autre moyen efficace de faire jouer le droit international : ce sont les pressions économiques. Tel a été le boycott opposé par l'ANGLO IRANIAN à Mossadegh, où "c'est essentiellement la force des consommateurs qui a servi à obtenir le respect de leurs droits" (M. le Professeur Reuter).

Evolution possible vers une solution acceptable

Il paraît nécessaire de créer un droit international réalisant la combinaison du droit privé et de la protection diplomatique. Elle permettrait un arbitrage sanctionné d'un exequatur de droit interne (sentence directement exécutoire). Il est reconnu que la courtoisie des nations n'a pas plus de fondement juridique que de réalité dans les sentences rendues aujourd'hui, bien qu'elle reste latente dans l'exécution des arbitrages. Aussi faut-il bien préciser

quelques points essentiels sur lesquels asseoir ce régime.

- Pacta sunt servanda : on doit respecter les traités.
- Aucune expropriation ne peut avoir lieu sans indemnisation équitable.
- L'Etat devra se soumettre à la cour internationale en cas de contestation sur cette indemnité.
- Les parties en cause sont libres d'agir individuellement ou collectivement, selon les sanctions.
- Les dispositions doivent être les mêmes quel que soit le niveau de développement du pays.

Nous pouvons ajouter quelques remarques complémentaires. On est amené à reconnaître l'internationalité d'une société pétrolière ou minière (en fait, il n'existe aujourd'hui aucune compagnie minière internationale).

Si l'on fait appel à l'arbitrage dans ce droit international, malgré la méfiance rencontrée vis-à-vis de cette procédure, il ne sera accepté que si l'on prévoit uniquement des sanctions financières, assorties de moyens de compensations dans les comptes. C'est en effet le mode essentiel d'exécution contre l'Etat. On peut envisager aussi la saisie de certains biens en pays tiers. Si l'Etat refuse d'aller à l'arbitrage, il faut s'appuyer sur des traités et non des principes généraux pour l'y contraindre, avant de recourir à des pressions diplomatiques ou économiques. En dernier ressort, un blocus économique est difficilement réalisable alors qu'une action concertée des établissements financiers aura des répercussions bien plus sensibles sur le développement du pays. Il serait facile et efficace de "couper les crédits" à un Etat, dans le cadre d'une organisation internationale des finances.

*

*

*

Nous venons de retracer les dernières propositions des juristes pour assurer la sécurité des investissements et nous devons constater que nous n'en sommes aujourd'hui qu'à l'ébauche d'un régime stabilisé.

Dans les relations administratives entre un Etat et une société, il paraît important de ne pas préciser et consolider dans les détails le statut de l'exploitation : M. le Professeur Vedel comparait une telle option au choix entre des bretelles en acier ou élastiques pour rattacher l'entreprise à l'Etat. Ce dernier ne peut, de par sa souveraineté même, se lier trop rigidement. M. Rivero insiste sur cette liberté essentielle de la souveraineté publique.

"Qu'est-ce qui nous garantit que la Puissance Publique, dès lors qu'elle a pris une décision législative, ne puisse pas demain revenir sur cette législation et en modifier les termes ?"

"Il faut répondre que rien ne nous le garantit". Il n'y a aucun recours contre le Prince... Mais je pense qu'il ne faut pas, quand il s'agit de fixer les bases des relations entre la Puissance Publique et l'entreprise privée, tabler sur l'hypothèse exceptionnelle de ce qu'il faut bien appeler la mauvaise foi de la Puissance Publique, et qu'il ne faut lui infliger de s'interdire de se lier pour l'avenir. "Une souveraineté à qui l'on interdit de s'engager est une souveraineté à qui l'on refuse le pouvoir de n'importe quel particulier..."

Devant le "fait du Prince", il semble nécessaire de recourir à des traités multilatéraux où interviendront tous les Etats, quel que soit leur niveau de développement. Et les relations entre ces Etats seront susceptibles de recours en cour internationale pour tous leurs ressortissants, avec compensation sur les biens détenus dans le pays du plaignant. Ce problème de la saisie est loin d'être résolu d'ailleurs, d'autant plus qu'il n'y a souvent à saisir que des ambassades...

Seulement, les Etats exigent toujours que le caractère national de la société soit préservé : la société mère étrangère devra créer une filiale de nationalité locale. Cela explique que les meilleures garanties soient économiques, à moins d'une caution totale de la part du Gouvernement de la société mère (exemple Etats-Unis) sur ses activités à l'étranger. M. Uri soulignait dans une récente conférence la nécessité de garanties collectives, assurées par exemple par une banque commune aux pays en voie de développement, préparées par un "board" qui établisse leur crédit sapé par les spoliations récentes et leur défaut de prévoyance des emprunts. Nous sommes loin d'un climat de confiance qu'instaurerait un tel régime puisqu'actuellement ne se développent dans certains pays que des exploitations qui s'amortissent en deux ans !...

Cependant, "le respect de la chose écrite", né de la mentalité occidentale, donne aux accords une incontestable stabilité à court terme. Nous devons ajouter que les compagnies tiennent aussi au secret de ces contrats, dont elles ne veulent voir étaler au grand jour les privilèges : de même les Etats ne veulent pas se prévaloir des avantages qu'ils ont pu obtenir. Ceci concourt à une stabilisation occulte des accords pour ne pas devoir les publier devant une cour internationale (l'affaire de la "ligne rouge" au Moyen-Orient l'a bien montré). Ce type de "gentlemen's agreement" rend les investigations particulièrement difficiles. Ce n'est que lorsque le déséquilibre entre les exigences des parties devient trop grand que le rapport de force joue pour instaurer un nouveau régime.

Actuellement le droit minier est à la charnière entre le droit national et le droit supra-national. Ce droit enregistre une politique et une économie pratiquées depuis des années, et cristallise une situation passée. Actuellement, nous raisonnons encore avec des concepts du XIXème siècle à un échelon qui dépasse les frontières administratives du droit en vigueur, par essence même conservateur. "Il nous faut réviser très profondément nos conceptions habituelles en contrat administratif, et respecter l'esprit de stabilisation et d'immutabilité" qui, seul, permettra le développement de grands ensembles nécessairement internationaux.

*

*

*

CHAPITRE II

HISTOIRE DE LA FISCALITE

PETROLIERE

Le problème juridique de l'exploitation des richesses minérales d'un pays ainsi posé, l'on est conduit à se demander quel a été le sort des différents contrats passés dans ce domaine au cours de l'Histoire.

Nous le verrons sur l'exemple de la fiscalité pétrolière, et nous nous bornerons aux pays qui fournissent actuellement la quasi totalité du commerce international : les pays du Golfe Persique, le Venezuela et, en raison de son rôle historique, le Mexique. Ces pays présentent cet intérêt que les ressources de l'Etat reposent presque exclusivement sur le pétrole, alors que dans des pays évolués (U.S.A., Canada, etc ...) la fiscalité pétrolière s'insère dans une fiscalité générale dont elle suit l'évolution, avec des particularités sur lesquelles nous reviendrons.

Il convient de distinguer a priori les pays du Golfe Persique d'une part, le Mexique et le Venezuela d'autre part. Dans les premiers, en effet, il n'existait aucune législation avant la découverte du pétrole, et c'est un code complet qui fut élaboré entre l'Etat et l'exploitant, discutant d'égal à égal.

Au contraire, le Venezuela et le Mexique légiféraient par voie d'autorité gouvernementale. Mais étant donné la puissance de leurs assujettis, le dialogue s'établissait bon gré mal gré.

On peut distinguer dans l'Histoire deux périodes, séparées par la deuxième guerre mondiale. La première se caractérise par la faiblesse des initiatives des Etats producteurs. Il y est beaucoup question des tractations et des accords entre les grandes compagnies, mais la puissance gouvernementale semble réduite au silence par les royalties.

La deuxième période marque une emprise croissante des Etats sur leurs ressources. Elle se caractérise par une évolution vers un partage de la rente considéré aujourd'hui comme une véritable norme, le 50-50.

Avant d'aborder l'histoire de la fiscalité, il convient de se représenter l'importance de l'enjeu, en l'occurrence les rentes minières : encore que les compagnies n'aient pas coutume de publier leurs prix de revient, on peut évaluer le coût moyen (frais d'exploitation, transport, investissements de l'année) du baril de pétrole vénézuélien, vendu environ 3 dollars, à 1 dollar. Au Moyen-Orient, les chiffres sont à peu près 2 dollars et 30 cts. Dans un pays comme Koweït, "on n'a jamais foré sans trouver de pétrole". Il faut ajouter que l'évaluation des réserves croît plus vite que la production.

*

*

*

1 - LE REGNE DES COMPAGNIES

1. Naissance de l'industrie pétrolière aux Etats-Unis

Après la découverte en Pennsylvanie du gisement de Titusville, en 1859, une nuée de petits exploitants produit et vend du pétrole. John Rockefeller fonde en 1870 la Standard Oil, qui étend progressivement son emprise du raffinage au transport et à la distribution. Le mazout, puis l'essence, succèdent au pétrole lampant.

La puissance de Rockefeller suscite en 1890 la première loi anti-trust, le Sherman Act. En 1911, le monopole est démembré. De ses restes sont nées :

La Standard-Oil de New-Jersey, première compagnie du monde,

La Standard-Oil de Californie,

La Standard-Oil de New-York, ou Socony-Vacuum.

Deux autres sociétés sont nées à la même époque de la découverte du pétrole du Texas :

La Gulf-Oil,

La Texas-Company

Jusqu'à la première guerre mondiale, ces cinq compagnies trouvaient l'essentiel de leurs ressources sur le territoire des U.S.A.. Lorsqu'après la guerre elles recherchèrent le pétrole ailleurs, elles avaient été précédées par deux concurrents.

2. Les premières concessions

a) La Royal Dutch Shell

La compagnie hollandaise Royal Dutch, dirigée par Henri Deterding, assurait une petite production aux Indes Néerlandaises. Elle s'associe en 1907 à la Société anglaise Shell Transport, qui, du commerce des perles et des coquillages, passe à celui du pétrole. Elle s'implante au Vénézuéla et au Mexique sans autres frais, semble-t-il, que de s'acheter les faveurs de fonctionnaires en place.

En 1918, elle fournit 75 % de la production mondiale en dehors des U.S.A.. C'est aujourd'hui la deuxième compagnie pétrolière du monde, et de tous temps la principale concurrente de la Standard de New-Jersey.

b) L'Anglo Persian Company

En 1901, William d'Arcy, diplomate britannique, obtient du Shah de Perse la concession générale de la totalité du pays, pour une durée de 60 ans. Ce type de contrat se retrouvera dans tous les pays du Moyen-Orient :

- Il concerne à la fois la recherche et l'exploitation,
- Il couvre la totalité ou la plus grande partie du territoire, assurant ainsi au producteur un monopole parfait,
- Il porte sur une durée très longue (60 à 75 ans),
- Il confère une extraterritorialité complète à l'exploitant, le soustrait aux lois locales et l'exempte de droits de douane,
- Il prévoit en général un versement initial (cash bonus), un loyer et un versement fixe par tonne en cas de production.

Jusqu'en 1932, malgré diverses modifications des versements initialement prévus, le Shah reçoit en trente ans 10 millions de livres. En 1932, le Shah, soutenu par l'U.R.S.S., annule la première concession. Il accepte ensuite de la renouveler pour 60 ans, moyennant une redevance équivalant à l'époque à 16 % des bénéfices (13 % pour l'Etat, 3 % pour le propriétaire du sol). Les versements s'élèvent alors à 3 à 4 millions de livres par an. Ce régime durera jusqu'en 1951.

En 1908, le premier gisement est découvert, et les capitaux nécessaires à l'exploitation sont fournis par le gouvernement anglais. Ainsi est fondée l'Anglo Persian Oil Company, qui détiendra l'exclusivité du pétrole iranien jusqu'en 1951.

3. La course au pétrole

La première guerre mondiale fait apparaître l'importance pour un pays de posséder des réserves de pétrole. Les sept compagnies vont se partager le monde.

a) Le Venezuela

En 1932, la Standard de New-Jersey vient rejoindre la Shell, suivie en 1937 par la Gulf. De nombreux accords sont passés entre les trois compagnies.

En face d'elles ne se trouve qu'un Etat inconsistant, en révolution perpétuelle. Une loi minière de 1922 prévoit un faible loyer, et une redevance de 10 % de la valeur de la production en cas de découverte. Ce chiffre de 10 % se retrouve sensiblement dans toutes les concessions de l'époque.

Depuis 1928, le Vénézuela est le deuxième producteur du monde, après les U.S.A..

b) L'Irak

Des tractations complexes conduisent à la création de l'I.P.C. (Iraq Petroleum Company), où les Américains (Standard Oil de New-Jersey et Socony-Vacuum) ont réussi en 1928 à s'introduire aux côtés de la Shell, de l'Anglo-Persian, et de la Compagnie Française des Pétroles, héritière de la part de la Deutsche Bank.

La concession générale de l'Irak est accordée en 1925 contre un loyer annuel de 400.000 livres (1), soit 5 livres par kilomètre carré, plus une redevance de 4 shillings par tonne produite, soit à l'époque 10 % de la valeur du pétrole. Le contrat porte sur 75 ans. Il durera jusqu'en 1951, non sans avatars.

c) L'Arabie Séoudite

En 1931, le roi Ibn Séoud, accorde à la Gulf la concession de la plus grande partie de son pays, pour 66 ans, contre un versement forfaitaire de 250.000 dollars (soit 500.000 dollars actuels), somme qui paraît aujourd'hui dérisoire. En cas de production, il doit percevoir 4 shillings par tonne, comme l'Irak. En 1933, la Gulf cède sa concession à la Standard de Californie, qui fonde en 1936, avec Texas et les deux compagnies américaines d'Irak (Standard de New-Jersey et Socony-Vacuum), l'Aramco.

d) Koweït

L'Emir de Koweït, qui possède sans le savoir le plus beau gisement du monde, accorde en 1944 la concession générale de son petit pays à la Gulf et à l'Anglo-Persian, pour 75 ans. La production ne commencera à grande échelle qu'en 1946. C'est actuellement de loin le premier producteur du Moyen-Orient.

./...

(1) - Cette somme représente \$ 2.000.000 de l'époque, soit à peu près \$ 3.000.000 d'aujourd'hui. On peut la comparer aux \$ 2.500.000 de loyer réclamés par Koweït et l'Arabie Séoudite à la Japanese Export Oil Company en 1957, pour une zone de moins de 100 km².

4. L'Accord d'Achnacarry

La puissance des sept compagnies, ainsi assurées de presque toute la production en dehors des U.S.A., était renforcée par un accord de non-concurrence, passé entre la Standard de New-Jersey, la Shell et l'Anglo-Iranian en 1928. L'importance de cet accord au point de vue de la fiscalité réside dans l'uniformité et la stabilité des prix qu'il a permises jusqu'à ces dernières années. La solidarité assurait en outre une grande puissance économique à chaque compagnie vis-à-vis des exigences des Etats producteurs.

Cette puissance a pourtant été défiée par le Mexique en 1938.

5. La crise mexicaine

En 1917, une constitution révolutionnaire proclame la propriété nationale du sous-sol. Le gouvernement s'efforce d'obtenir des avantages sociaux et une portion plus grande des profits de la part de la Standard de New-Jersey et de la Shell. Mais ces compagnies trouvent dans le monde des interlocuteurs moins exigeants, et réduisent la production de 31 millions de tonnes en 1921 à 5 millions de tonnes en 1931.

Les pressions syndicales imposent finalement au Gouvernement la nationalisation des sociétés étrangères, et de la création d'une régie d'Etat, la Pemex (Petroleos Mexicanos).

Immédiatement les techniciens se retirent, et un boycott sévère est imposé au Mexique. La guerre vient opportunément assouplir ce boycott, tandis que la Pemex forme peu à peu des cadres. Ces dernières années, elle est faiblement exportatrice.

Aujourd'hui, le Mexique, manquant de moyens pour prospector son territoire, loue les services d'entrepreneurs étrangers : en cas de découverte, l'entrepreneur reçoit 15 à 18 % de la production pendant 25 ans, plus 50 % jusqu'au remboursement de ses frais de forage. En cas d'échec, les frais restent à sa charge. Une formule analogue sera adoptée par les YPF, régie argentine des pétroles.

Si la crise mexicaine représente une atteinte grave à la puissance du cartel, il faut remarquer qu'elle est due à des revendications sociales plus qu'économiques. Par contre la pression croissante qui va s'exercer contre les compagnies au lendemain de la guerre porte bel et bien sur le partage de la rente.

*

* *

./...

2 - LE 50-50

1. Le Venezuela

Depuis 1925, les trois compagnies Creole, Mene Grande (filiales de Gulf et de Standard de New-Jersey) et Shell, assurent 94 % de la production. Leurs profits sont considérables : en 1947, ils représentent encore 40 % du capital investi.

A l'exemple du Mexique, le Venezuela s'éveille en 1938 : les redevances sont doublées. En 1941, le Gouvernement énonce le principe du partage égal des bénéfices. Cet objectif est atteint en 1943 dans une loi qui quadruple les loyers, et porte la redevance à 16 2/3 %. La loi ouvre en outre à la concession de nouvelles superficies qui sont mises aux enchères, autre innovation. Une partie seulement est acquise par les trois compagnies, et de nombreux indépendants américains apparaissent à leurs côtés.

Le partage des profits était ajusté sur les résultats de 1943. Il s'avère dans les années suivantes que la somme des impôts laisse un revenu supérieur aux compagnies. Le 50-50 est finalement codifié en 1948 : si, les impôts payés, il reste à l'exploitant un bénéfice supérieur à ces impôts, la différence est partagée entre lui et l'Etat.

Exemple : bénéfice	100
impôt	40
reste	<u>60</u>

La différence 60 - 40 = 20 est partagée ; il reste donc 50 à l'exploitant.

Dans le cas inverse (impôts supérieurs au bénéfice après impôts), rien n'est prévu. De sorte que dans la période 1948 - 1957, où la loi a été en vigueur, le Gouvernement a perçu 53 % des bénéfices, soit 5 milliards de dollars, ce qui représente 70 % de ses recettes. Il faut y ajouter une législation sociale assez coûteuse.

La production passe de 27 millions de tonnes en 1943 à 140 millions de tonnes en 1957. Les producteurs réalisent encore en 1957 un bénéfice net de 895 millions de dollars pour des actifs nets d'environ 3 milliards de dollars.

2. Le Moyen-Orient

Le Gouvernement du Venezuela envoie une mission auprès des gouvernements du Moyen-Orient pour leur montrer les avantages du 50-50. De son côté, le Gouvernement des U.S.A. n'y est pas hostile. Les nationalismes naissants, la menace soviétique, et leur politique générale d'aide aux pays sous-développés les poussent dans cette voie. Après des augmentations successives de redevances, le 50-50 est adopté en Décembre 1950 en Arabie, où les intérêts américains sont dominants.

Le Gouvernement anglais, par contre, est en période d'austérité. Or, l'Anglo-Iranian verse en 1950 40 millions de dollars d'impôts à l'Iran, et 140 millions au fisc britannique, sommes vitales pour l'Angleterre. Il faudra la crise iranienne pour que le 50-50 soit accordé à l'Irak où, comme en Iran, les intérêts britanniques sont dominants.

3. La crise iranienne

Au début de 1951, l'Iran ne recevait que 18 cts par baril, ce qui correspondait à 16 % des bénéfices. Devant le refus de l'Anglo-Iranian de pratiquer le 50-50, le Gouvernement du Docteur Mossadegh nationalise le pétrole iranien. Un blocus très efficace est aussitôt pratiqué contre l'Iran, où la production s'effondre de 32 millions de tonnes en 1950 à 1,3 million de tonnes en 1952. De très longues négociations aboutissent en 1954 à un accord : il est créé une régie, la Société Nationale Iranienne des Pétroles (S.N.I.P.) qui partage les bénéfices avec un consortium composé de la British Petroleum (ex Anglo-Iranian) pour 40 %, de Shell (14 %), des cinq compagnies américaines (8 % chacune) et de la C.F.P. (6 %).

Le 50-50 modifie de façon considérable les revenus des Etats producteurs, comme le montre le tableau suivant :

		1946	1950	1951	1952
Koweït	Production *	0,8	17,3	28,3	37,6
	Redevances **	0,8	11,7	28,7	165,4
Arabie	Production	8,2	26,9	37,5	40,7
	Redevances	13,2	112	155	170
Irak	Production	4,7	6,5	8,3	18,8
	Redevances	8,9	14	39,9	92,6
Iran	Production	19,5	32,2	16,8	1,3
	Redevances	28,7	44,9	23,3	0

* Productions en millions de tonnes - ** Redevances en millions de dollars

On remarque que le passage au 50-50 a coïncidé avec une forte augmentation de la production, due en grande partie à l'effondrement de la production iranienne.

De 1950 à 1958, la production du Moyen-Orient a augmenté de 125 % et les redevances ont été multipliées par 6.

En 1958, les revenus pétroliers s'élevaient, en millions de NF, à :

1180 pour l'Iran, soit	60 NF par habitant,
1130 pour l'Arabie, soit ..	210 NF "
1990 pour Koweït, soit	7960 NF "

Dans le petit émirat de Qatar, le chiffre est de 9670 NF par habitant, revenu voisin de celui du citoyen américain.

Il semble en fait qu'une forte partie de ces sommes soit dilapidée ou placée à l'étranger.

4. Le succès du 50-50

Cette formule, par son apparence d'équité et de simplicité, a connu un succès considérable. Elle a servi de référence dans tous les codes pétroliers parus depuis 1951, encore que des dispositions annexes en modifient parfois fortement la portée, dans un sens ou l'autre. Ainsi, la Libye promulgue en 1955 une loi basée sur le 50-50, mais assortie d'une provision pour reconstitution de gisement qui la rend très avantageuse. Après avoir trouvé quelques acquéreurs, la Libye supprime cette dernière clause.

Le Code Saharien, la Tunisie, le Sahara Espagnol s'inspirent également du 50-50.

3 - VARIATIONS SUR LE 50-50

1. La pression des Etats producteurs

Le régime fiscal vénézuélien, prototype du 50-50, paraît rapidement trop doux à l'opinion publique. Finalement, en 1958, entre la chute du Général Jimenez et l'arrivée au pouvoir du Président Bétancourt, une nouvelle loi est votée qui porte la part de l'Etat à un pourcentage compris entre 60 et 64 %. Ce nouveau régime s'étend aux anciennes concessions, et il est rétroactif pour

1958 ; cette année là, les sociétés versent 1 milliard de dollars au lieu de 800 millions. Le taux de profit de la Créole passe de 85 cents par baril à 63 cents (le baril est vendu environ \$ 2,8). Les difficultés sociales, les exigences croissantes du gouvernement, la méfiance politique ont fait que les recherches et les investissements ont pratiquement cessé au Venezuela depuis cette date.

De son côté, le parlement iranien vote une loi pétrolière en 1957. Cette loi porte sur l'octroi de concessions en dehors du territoire du consortium. Elle propose aux acquéreurs éventuels une association avec la société d'Etat, la SNIP, soit à part égale, soit dans une proportion comprise entre 30 et 50 %. Les demandes de concessions seront examinées en fonction de l'association et du versement initial proposés. Le taux de l'impôt reste égal à 50 %. La formule de la participation minoritaire de la SNIP connaît peu de succès, mais l'association à part égale va faire grand bruit. Le Maroc, dans une loi pétrolière de 1958, instaure un régime analogue.

A l'exemple du Venezuela et de l'Iran, tous les pays producteurs ont à leur tour tenté de prendre en mains l'avenir de leur pétrole.

En Arabie, le Cheïk Abdallah Tariki n'obtient pas d'augmentation des impôts de l'Aramco, mais un Séoudien pénètre au Conseil d'Administration.

En Irak, le Général Kasseh, qui avait donné grand'peur à l'IPC lors de son arrivée au pouvoir, crée en Juillet 1959 un Ministère des Pétroles et reprend une grande partie du territoire à l'IPC.

L'Emir de Koweït lui-même crée une administration des pétroles.

Sous l'influence du Vénézuélien Perez Alphonso et du Cheïk Abdallah Tariki, une politique concertée des pays producteurs est envisagée. Les conférences du Caire (avril 1959) et de Beyrouth (Octobre 1960) inscrivent à leur ordre du jour la révision des concessions anciennes, un contrôle strict des compagnies exploitantes, une stabilisation des productions et des prix, et surtout une augmentation de la part des Etats aux profits.

Il semble qu'actuellement, en raison des inimitiés politiques qui règnent entre certains membres, et la crise actuelle du pétrole, les intérêts des pays producteurs soient assez divergents, et qu'une véritable action concertée soit improbable à court terme.

2. Les francs tireurs

Après avoir sans succès sollicité son admission au sein du Consortium Iranien, l'E.N.I. (régie italienne des pétroles, dirigée par M. Mattei) obtient de l'Iran trois permis de recherches dans le cadre de la loi de 1957, en proposant un système qu'il présente comme révolutionnaire. Il s'agit d'une association à part égale avec la SNIP ; elle est accueillie avec enthousiasme par l'Iran.

Peu de temps après, la Panam, filiale d'une autre société étrangère au Cartel, la Standard of Indiana, passe un contrat analogue avec la SNIP, mais verse en outre un cash bonus de 25 millions de dollars.

Ces accords suscitent des controverses passionnées sur le point de savoir s'il s'agit de 50-50 ou de 75-25. Nous examinerons ce point par la suite.

De toutes façons, la forme du 50-50 est respectée. Mais le désir de compagnies mineures de s'assurer des ressources pétrolières à tout prix conduira à la transgression explicite de ce principe.

Ainsi, en 1958, la Japanese Export Oil Company signe deux accords avec le Roi Séoud et l'Emir de Koweït, portant sur les fonds sous-marins de la zone neutre Arabie - Koweït. Nous verrons que la Compagnie verse aux deux pays, outre des pas de porte et des loyers importants, 56,5 % de ses bénéfices : le 50-50 est officiellement transgressé.

Enfin, dans la dernière en date des concessions du Moyen-Orient, l'un des sept Grands, la Shell, obtient de Koweït, en Janvier 1961, une zone sous-marine, pour 45 ans. Son standing lui interdit de transiger sur le principe du 50-50, mais elle verse un bonus record de 33 millions de livres. Elle offre en outre à l'Emir de souscrire 20 % du capital lorsque la production commencera.

*

*

*

./...

CONCLUSION

Il semble que l'histoire de la fiscalité pétrolière ne soit guère rassurante pour l'exploitant. Ses charges se sont constamment modifiées, toujours dans le sens de l'aggravation, et l'évolution s'est accélérée d'année en année. Pas une seule concession, par un seul régime fiscal garanti pour de longues années n'a résisté à l'épreuve du temps.

Il n'en reste pas moins qu'en dehors des grands mouvements qui bouleversent toute la structure des rapports entre Etats et exploitants, il s'instaure un certain équilibre qui peut durer, car un gouvernement redoute de se singulariser fortement, d'autant plus que sa puissance politique est fragile.

Malgré quelques entorses, il semble que le 50-50 soit installé dans les moeurs. Ce qui apparaît cependant, c'est que, sans toucher à ce principe, les Etats producteurs imposent progressivement des charges indirectes (rétrocession de territoire, charges sociales...), et prennent une part croissante dans la gestion des entreprises. Cette tendance paraît irréversible, et fait basculer le partage en leur faveur dans une proportion difficile à apprécier.

Ce que donnera cette évolution dans les prochaines années est de l'ordre de la politique et dépasse notre propos.

*

*

*

CHAPITRE III

DESCRIPTION DE QUELQUES REGIMES FISCAUX

Description de quelques régimes fiscaux

La fiscalité appliquée aux industries extractives présente, nous l'avons indiqué, des caractères originaux par rapport au régime des autres industries. Le présent chapitre vise à mettre en évidence par la présentation de quelques systèmes fiscaux actuellement pratiqués dans le monde, les principales modalités qui caractérisent l'imposition des exploitations pétrolières et minières.

Dans les pays industrialisés, les sociétés sont soumises en tout état de cause aux impôts de droit commun. Le régime particulier aux industries extractives est obtenu par des taxes supplémentaires ou des aménagements fiscaux. Nous en verrons deux exemples, la France et le Canada.

Dans les pays neufs ou sous-développés au contraire, ou bien il n'existait aucune fiscalité, ou bien les textes existants correspondaient à une imposition trop faible ou inadaptée.

Des systèmes complets ont alors été élaborés, soit en faisant table rase, soit en ajoutant aux impôts existants des taxes complémentaires qui conduisaient au partage désiré (Sahara, Mauritanie, Moyen-Orient).

Dans tous les cas, et tout particulièrement dans les pays sous-développés, il serait illusoire de ne considérer que les aspects proprement fiscaux des relations Sociétés-Etats. Les conventions d'établissement, les codes pétroliers ou miniers, et les systèmes fiscaux constituent des ensembles indissociables dont seules comptent les conséquences globales. C'est pourquoi, nous avons accompagné la description des régimes fiscaux d'une rapide présentation des dispositions juridiques, sociales et économiques auxquelles les sociétés sont soumises.

Le choix des régimes présentés dans ce chapitre tient à ce qu'on y trouve à des degrés divers les principaux caractères rencontrés dans tous les autres systèmes, caractères dont nous étudierons l'origine et les conséquences économiques dans le chapitre suivant.

France

La fiscalité française de droit commun est complétée pour le pétrole par une aggravation, la redevance ad valorem à la production, et un allègement, la provision pour reconstitution de gisement.

Canada

Le trait marquant du régime canadien est l'attribution de concession par voie d'enchères, et un sévère système de rétrocession.

O.C.R.S.

Le système saharien est un exemple de fiscalité sur mesure, qui vise à réaliser un 50-50 complet.

Mauritanie

Le régime de la société MIFERMA est un autre cas de 50-50 présentant des aspects caractéristiques du domaine minier : clauses s'appuyant sur un no-dèle chiffré du gisement, importance des droits à l'importation et à l'exportation.

Moyen-Orient ancien

La précision des systèmes précédents contraste avec le mystère oriental qui entoure le régime de l'Aramco, par exemple, qui est donné pour un 50-50, mais dont l'incidence est probablement plus favorable à l'Etat.

Japon - Arabie-Séoudite

Ce contrat et le suivant sont des exemples des francs-tireurs signalés dans l'historique. Ici, le partage est explicitement 56-44 au profit de l'Arabie.

E.N.I.-Iran

Dans le cadre d'une loi pétrolière qui codifie le 50-50, la société italienne a contracté avec l'Etat une association dont les termes méritent examen.

*

*

*

1 - FRANCE

Nous rappellerons quelques dispositions de la législation, extraites du Code Minier du 16 Août 1956, et en particulier celles qui font exception au cadre commun dans lequel s'exerce pour le reste l'activité minière et pétrolière, puisque la France possède depuis longtemps une législation et une fiscalité relatives à toutes les sociétés industrielles. En plus des redevances minières et pétrolières, nous noterons surtout l'institution d'une provision pour reconstitution de gisement (P.R.G.) fonctionnant suivant un mécanisme différent de la P.R.G. américaine.

Titres miniers

L'Etat voulant garder entières ses possibilités de choisir, les titres miniers et pétroliers ne sont pas mis aux enchères, mais octroyés discrétionnairement par l'Administration. On distingue dans les titres miniers :

- les permis exclusifs de recherches accordés pour trois ans avec deux prorogations possibles de trois ans ; le permis peut être réduit alors de moitié tout en englobant tous les gîtes reconnus, disposition à comparer avec la loi canadienne.

- les permis d'exploitation, pouvant s'étendre avec prolongations sur 15 ans.
- les concessions de durée illimitée.

Les titres pétroliers sont analogues à ceux de l'O.C.R.S. avec possibilité de permis d'exploitation en dessous d'une production cumulée de 300.000 tonnes. Nous le verrons donc plus loin.

On trouve une faible redevance tréfoncière au propriétaire de la surface. De plus, l'indemnité pour occupation de surface est égale au double du revenu net de cette surface.

Redevances

La redevance à la production existe dans tous les cas et n'est pas considérée comme crédit d'impôt. La redevance pétrolière, calculée sur la production totale de la concession est progressive, depuis 6 % de 50.000 à 100.000 tonnes par an à 15 % pour la tranche située au-dessus de 1.000.000 de tonnes, à comparer avec un taux moyen dans d'autres pays de 12,5 % ; les taux sont réduits de 2 % si la distance de transport à l'usine de raffinage ou au port de chargement est supérieure à 500 km, et de 2 % supplémentaires par 100 km en plus. Une telle réduction n'est pas courante. Même lorsque, par exemple pour l'O.C.R.S., on prévoit en cas de difficultés, des diminutions de la redevance, qui n'a d'ailleurs pas exactement le même rôle, on n'a pas chiffré explicitement les réductions possibles. La redevance pour le gaz est de 5 % au-dessus de 300 millions de m³ par an, analogue à celle de beaucoup de pays.

Il existe des redevances communales et départementales dont le total atteint par exemple 0,026 a.f. par m³ de gaz et 60 a.f. par tonne de pétrole.

Enfin, une subvention à la production pétrolière est versée par le Fonds de Soutien aux Hydrocarbures alimenté par une taxe sur la consommation.

Impôt direct

Le taux de l'impôt sur les bénéfices des sociétés est de 50 %. A cela s'ajoute, en cas de distribution, la taxe de distribution et l'impôt sur le revenu des personnes physiques.

./...

Provision pour Reconstitution de Gisement

Une P.R.G. ne dépassant pas 27,5 % du montant des ventes et 50 % des bénéfices peut être constituée en franchise d'impôt si elle est utilisée avant 5 ans dans des recherches. Les sommes dépensées peuvent être ensuite amorties et sont alors "définitivement exemptées de l'impôt sur les sociétés ou de l'IRPP" selon le décret du 13 Mars 1953.

Nous en expliquerons le mécanisme et le comparerons aux autres systèmes dans le chapitre relatif à la P.R.G.

*

*

*

2 - CANADA

Pour des raisons historiques, une partie des droits miniers appartient aux propriétaires privés du sol, une autre partie, la seule que nous envisagerons ici, aux autorités publiques fédérales ou provinciales, qui ont cherché à faire valoir, au mieux de leurs intérêts, ces droits, tout en voulant attirer les investissements privés. La réglementation, datant de 1955 par exemple pour la province de Saskatchewan, est assez compliquée. Nous n'en étudierons que les traits principaux relatifs au pétrole et, comme en France, exorbitants de la législation et de la fiscalité communes : le système des enchères et des attributions et réductions de permis, par lequel l'Etat essaie de récupérer la plus importante partie de la rente minière, et la P.R.G. qui est par contre une disposition favorable aux exploitants.

Remarquons d'abord que la stabilité, juridique ou autre, est assurée au Canada et que les exploitants ont assez confiance dans le maintien de l'attitude des autorités publiques.

Titres miniers

Ce sont :

- des permis d'exploration, pouvant atteindre 400 km², valables trois ans en une fois ou par renouvellements de quatre mois, accordés gratuitement ou sur enchères assez basses, avec un loyer moyen de l'ordre de 50 Fr/ha

./...

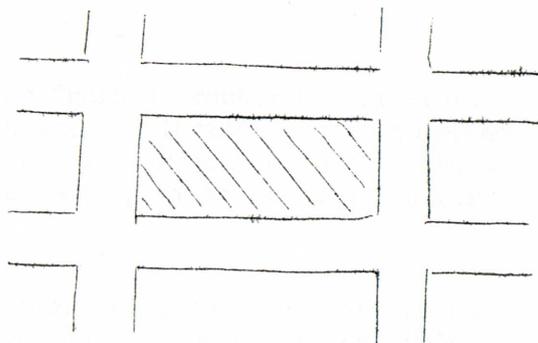
et avec l'obligation minima de 1200 Fr/ha en travaux, dont la moitié de forages, ce qui pour 400 km² représente respectivement 2.000.000 Fr et 48.000.000 Fr. A cela s'ajoute l'indemnité au propriétaire du sol.

- la concession, accordée aux détenteurs de permis, limitée à 90 km² au total et formée de rectangles inférieurs à 22 km², valable 21 ans et renouvelable, avec un loyer annuel élevé de l'ordre de 1000 Fr/ha. Elle est assortie de l'obligation d'effectuer des travaux minima importants : le forage doit être continu après mise en demeure à l'exploitant. On peut cependant déduire jusqu'à 85 % du montant des travaux effectués du paiement de 85 % des loyers. On peut inclure dans ces travaux ce qui dépasse les minima effectués sur le permis antérieur. Ceux qui ont fait beaucoup de recherches ont ainsi des concessions presque gratuites. Mais il faut forer uniformément dans toute la surface de la concession, de telle sorte que le Canada puisse s'assurer de la valeur de la concession explorée.

- des "permis spéciaux", limités à 80 km², valables un an, accordés par une mise aux enchères de terrains à peu près prouvés, dont nous verrons la provenance aux paragraphes suivants, comportant un loyer moitié et des travaux précis à effectuer.

Mode de réduction des surfaces concédées

Lorsque trois km² de permis sont attribués, la Couronne met de côté 1 km². Lorsque le permis est transformé en concession, la Couronne en reprend 50 % avec des modalités de partage très astreignantes pour le concessionnaire. Ainsi, en Alberta, celui-ci ne peut garder que des carrés de surface inférieure à 9 miles carrés, ou des rectangles de 8 miles carrés, avec des couloirs d'au moins 1 mile de largeur entre les périmètres qui lui sont accordés.



Dans le cas d'un permis spécial, le permissionnaire choisit 2,5 miles carrés, la Couronne 1,5, puis alternativement 0,25 mile carré chacun jusqu'à ce que le permissionnaire ait 50 %.

La couronne est sûre ainsi de récupérer une partie importante de tout gisement qui n'est pas du moins très petit.

Enchères

La Couronne peut mettre ses réserves en adjudication avec des permis spéciaux comprenant un ensemble de terrains plus ou moins bons, ou aux enchères lorsqu'il s'agit de terrains, prouvés ou presque, provenant de la récupération d'une partie d'un permis dans lequel on a trouvé du pétrole. L'Etat peut toucher de cette façon presque toute la rente minière de cette partie de gisement.

Il y a en général versement comptant. Il pourrait y avoir paiement par partage de bénéfices avec la province ; cela permettrait aux petites sociétés d'acquérir des concessions, mais a été mal vu par les grandes sociétés. Dans une adjudication, la C.F.P. l'a emporté en offrant \$ 5.000.000, allant jusqu'à \$ 1800 l'acre (soit 1.800.000 a.f. l'hectare).

Les Américains, dont les revenus sont soumis à des taux d'impôt allant jusqu'à 90 % pour les tranches supérieures, peuvent investir ces revenus, alors exonérés d'impôt, en frais d'exploration, même au Canada. Ils peuvent ainsi disposer pour les recherches de "dollars à dix cents". Ils auront tendance à pousser les enchères plus haut que ceux qui ne bénéficient pas de telles dispositions et ne peuvent consacrer qu'un montant donné au total des frais de recherches supportés alors entièrement par eux, et des enchères.

Ainsi, d'une part le fisc américain finance 90 % des recherches américaines au Canada, d'autre part il augmente indirectement les ressources procurées par les enchères.

Pour la société, on ne peut séparer frais de recherches et frais d'achat de terrains ou de permis, les terrains étant valorisés par d'anciennes recherches, dont le coût se retrouve dans le prix du terrain, ou par la haute probabilité d'y trouver du pétrole. De plus, il peut y avoir spéculation sur les terrains.

Il faut donc pouvoir estimer la valeur du gisement qui dépend du prix du pétrole et surtout des quantités attribuées. La production est très réglementée et bien inférieure aux possibilités. Les gisements les plus importants risquent d'être les plus affectés par une réduction de production et ont donc une valeur très aléatoire, ce qui a conduit à des enchères telles que certaines sociétés ne peuvent plus récupérer leurs frais initiaux.

Redevances

A la différence du taux uniforme aux Etats-Unis quelle que soit la production et en général de $1/8$ ou $1/6$, soit 12,5 % ou 16,7 %, au Canada, la redevance à la production a un taux croissant de 5 à 20 % pour chaque tranche, mais limité à $1/6$ de la production totale en Alberta et de 5 à 15 % au Saskatchewan pour le pétrole. Pour le gaz, en Alberta le taux est de 15 % de la valeur du M³ avec minimum de 0,10 a.f./m³, au Saskatchewan 5 % avec minimum de 0,20 a.f./m³. Cette dernière tarification doit avantager par son taux bas les gisements les mieux placés dont le gaz est bien valorisé et qui ne sont donc pas gênés par le minimum d'imposition plus élevé.

Ces redevances sont calculées par puits et non sur toute la concession comme en France. Cela favorise relativement la multiplication de petits puits.

La redevance peut être plus forte pendant la période d'amortissement des forages : par exemple 12,5 % au lieu de 6 %, l'impôt direct sur les bénéfices rapportant moins à l'Etat.

Impôts

Le matériel de recherches et de production est exempt de douanes et de la taxe de vente de 10 %. Le matériel de transport reste soumis à un droit.

L'impôt sur le revenu des sociétés est de 20 % en-dessous de \$ 20.000 et de 47 % pour la tranche au-dessus de \$ 20.000. On peut faire sur le montant du bénéfice brut des dégrèvements de dépréciation de 30 % pour les puits et de 6 à 20 % pour les pipe-lines.

On peut déduire, pour le calcul des bénéfices, une P.R.G. égale au tiers des profits de la production défalqués des frais d'exploration, de mise en valeur et de la dépréciation ainsi que des versements faits aux autorités publiques pour des concessions improductives. De plus les particuliers peuvent déduire de leurs dividendes déclarés 10 à 20 % en tant que P.R.G..

Il y a une convention pour éviter la double imposition entre le Canada et les Etats-Unis.

Le pétrole canadien, bien que moins cher qu'aux Etats-Unis, revient à un prix supérieur au pétrole vendu au Canada en provenance du Venezuela et du Moyen-Orient. Ce peut être la conséquence du fait que l'Etat ou les propriétaires ont voulu prélever une rente minière importante. Aux Etats-Unis aussi cette rente est protégée et maintenue par la limitation des productions, touchant surtout les puits les plus rentables, et par le contingentement des importations.

3 - O.C.R.S.

Le code pétrolier du 22 Novembre 1958 a adopté le partage théorique 50-50 des bénéfices, en essayant de s'en rapprocher autant que possible dans la pratique. Il se rapporte à la recherche, l'exploitation et au transport des hydrocarbures, et, comme pour tout partage des bénéfices, c'est leur définition qui est importante, autant que le taux de partage, de même que l'application de la législation. Le cahier des charges de la métropole est remplacé par une convention plus large et plus contractuelle. Ce code aura certainement une influence sur les nouveaux codes pétroliers qui pourront se créer dans les pays en voie de développement, en particulier en Afrique. C'est ainsi que la loi pétrolière du Mali en a été très inspirée.

Titres miniers

Comme en métropole, les titres miniers sont accordés gratuitement par le gouvernement qui se réserve le choix absolu du titulaire. On trouve :

- des autorisations de prospection,
- des permis exclusifs de recherches attribués pour 5 ans moyennant des dépenses minima de travaux, pouvant être fixées pour chaque année avec des délais de forage. En cas de découverte, le permissionnaire doit demander une concession et développer le gisement. Il peut avoir deux prolongements de 5 ans comportant une réduction de la moitié de la superficie, puis du quart de la surface restante. Les surfaces conservées sont choisies par le titulaire, mais doivent être de forme simple et composées de carreaux jointifs. Sauf cas de force majeure, si les sommes dépensées n'atteignent pas le montant souscrit, la différence doit être versée à l'O.C.R.S.,
- des autorisations provisoires d'exploiter,
- des concessions d'une durée de 50 ans. Si l'inventeur du gisement n'obtient pas la concession, il a droit à une indemnité du concessionnaire. Si la concession est retirée, elle est mise en adjudication et le prix obtenu est, comme en France, le bien de l'ancien titulaire, à qui cela permet en général de payer une partie des dettes qu'il a envers l'Etat.

Convention

La convention applicable est celle en vigueur au moment de l'octroi du permis ou de son dernier renouvellement, ou bien, au choix du titulaire, au moment de l'octroi de la concession. Celui qui demande un permis ou son renouvellement sait donc à l'avance à quoi il s'engage.

La législation ne peut être aggravée sans accord des parties. Une procédure de conciliation est organisée.

Redevances

La redevance D est de 12,5 % de la valeur départ champ A des hydrocarbures liquides, 5 % pour le gaz et déduction faite des quantités consommées ou perdues. Elle peut être payée en espèces ou en nature et réduite si l'exploitant a beaucoup de difficultés. Cette redevance est prise comme imposition minima et est comptée comme crédit d'impôt.

Impôts

Le bénéfice B réalisé sur l'ensemble du territoire de l'O.C.R.S. est défini par le bilan. Celui-ci peut être réévalué en franchise d'impôt. Les recherches sont amortissables à 100 %, ce qui n'est pas le cas dans de nombreux pays du Moyen-Orient ; les autres amortissements sont calculés avec les taux "en usage chez les pétroliers". Les plus-values de cession d'actif immobilisé sont exonérées si elles sont réinvesties. Les intérêts des dettes sont déductibles jusqu'à 8 % et, pour les dettes auprès d'actionnaires, à condition que leur montant ne dépasse pas le capital social.

Si $B - D > D$, l'impôt direct est $I = \frac{(B - D) - D}{2}$, de sorte que la société a bien payé, en impôts, 50 % des bénéfices :

$$\frac{(B - D) - D}{2} + \frac{D}{2} = \frac{B}{2}$$

Si $B - D < D$, une quantité égale à $\frac{D - (B - D)}{2}$ peut être déduite des impôts directs ultérieurs, y compris ceux provenant de la distribution du F.R.G.. Si les bénéfices augmentent par rapport à la redevance, cette déduction pourra être effectivement faite ; la société aura encore payé $\frac{B}{2}$ puisque

$$D - \frac{D - (B - D)}{2} = \frac{B}{2}$$

Pour le transport, il y a uniquement un impôt sur les bénéfices au taux de 50 %.

F.R.G.

Une dotation P au fonds de reconstitution de gisement limitée à 27,5 % A et 50 % (B - D) peut être faite en exonération provisoire d'impôt. P est soumis à l'impôt de 50 % au moment de la distribution ou dans un délai maximum de 5 ans, et constitue donc un crédit possible de $\frac{P}{2}$, qui peut être intéressant au début de l'exploitation. Le F.R.G. a les mêmes limitations que la

P.R.G. française, mais celle-ci a une toute autre signification, car elle peut être libérée définitivement de l'impôt sur le revenu si la société fait assez de recherches. Nous préciserons cela plus loin.

Il n'y a pas d'autres impôts directs, ni la taxe algérienne sur l'activité professionnelle, ni la taxe de distribution. En cas d'aggravation de la fiscalité, les autres impôts ne seront payés que dans la proportion maximum de 150 % de ce qu'ils seraient, calculés avec les taux et les assiettes actuelles. Demeurent les droits d'enregistrement et de timbres : 1,2 % pour les apports, un impôt de 7,2 % sur les réserves autres que les réserves de réévaluation, les taxes de mutation, le versement forfaitaire sur les salaires de 3 %, les impôts locaux. Sous certaines conditions, le matériel d'équipement est exonéré de droits de douane. Du fait de l'impôt sur les bénéfices de 50 %, il est à remarquer que ces impôts restent pour moitié à la charge de la société qui paie en effet à l'Etat (son bénéfice étant alors B - I) :

$$I + D * \frac{(B - I - D) - D}{2} = \frac{B}{2} + \frac{I}{2} \text{ au lieu de } \frac{B}{2}$$

Cela pourra déplacer le 50-50 de 1 à 3 points en faveur de l'Etat.

Les législations sahariennes et algériennes seront harmonisées.

Ces dispositions ne peuvent être aggravées durant une période de l'ordre de 30 ans. Les litiges seront réglés par le Conseil d'Etat.

*

*

*

4 - MAURITANIE

Dans le cadre de la mise en exploitation du gisement de fer de Fort Gouraud, contenant plus de cent millions de tonnes de minerai ayant une teneur moyenne de 63 %, la Mauritanie a conclu une convention avec la MIFERMA, Société des Mines de Fer de Mauritanie, et la société a été agréée au bénéfice de la loi du 10 Juillet 1959 sur le régime fiscal de longue durée des concessionnaires de minerai de fer. Ce régime a institué pour la première fois dans le domaine minier un partage explicite 50-50 des bénéfices. On y trouve aussi une P.R.G.. Nous aurons là un exemple de convention et de fiscalité dans un pays où il n'y avait aucune industrie, ni exploitation minière.

./...

Convention

La convention d'établissement du 18 Septembre 1959 définit les droits, obligations et garanties des deux parties.

- La convention est valable trente ans avec renouvellement de quinze à trente ans si l'on reconnaît plus de 50 millions de tonnes de nouveaux minerais à teneur supérieure à 45 %.

- MIFERMA s'engage, sauf cas de force majeure, et à condition d'obtenir le prêt qu'elle sollicite de la B.I.R.D., à réaliser en 5 ans les équipements nécessaires à la production et à l'exportation de 4 millions de tonnes par an, en particulier un chemin de fer et un port, et si possible en 10 ans les équipements nécessaires pour 6 millions de tonnes.

MIFERMA assurera à la main-d'oeuvre locale l'emploi par priorité, la formation et le logement.

- La grève n'est pas un cas de force majeure.

- Les changements de constitution ne doivent pas modifier ce régime et la Mauritanie garantit la non discrimination, la possibilité pour MIFERMA d'adopter tout régime plus favorable accordé dans l'avenir à une autre société et le maintien des conditions actuelles dans les domaines suivants :

- * juridique : droit des sociétés, libre choix des actionnaires et du personnel de direction. La Mauritanie aura un mandat d'administrateur de la Société.
- * financier : pas de restriction supplémentaire au libre mouvement des fonds.
- * économique : liberté des importations et de la circulation des biens nécessaires.
- * social : liberté d'embauche et de licenciement, liberté syndicale, liberté d'enseignement. La société respectera la législation du travail même si elle évolue, mais la Mauritanie autorisera en cas de besoin le travail de nuit et au moins 48 h par semaine.
- * administratif : priorité à MIFERMA pour demander des concessions à 200 km de part et d'autre du chemin de fer, sur une surface inférieure à 2.000 km².

- La Mauritanie assurera la sécurité des installations et des personnes.

Arbitrage

Chaque partie désigne un arbitre ; un troisième arbitre est désigné en commun. S'il y a désaccord, ou carence d'une des parties, la désignation est faite par le Vice-Président du Conseil d'Etat. La convention règle les modalités de jugement et d'exécution. L'arbitrage peut aussi être rendu par un arbitre unique désigné par les deux parties.

Fiscalité

Le régime fiscal établi après plusieurs projets distingue deux périodes :

Période d'installation

- Les fournitures payent des droits de douane de 5 %.
- 35 % de ses ressources vont au fonds d'aménagement du territoire pour des travaux d'intérêt général à Fort Gouraud et Port Etienne.
- Il reste en plus un droit fixe d'enregistrement sur les marchés.
- Ces droits seront déductibles, après la période d'installation, de l'impôt direct par tranches annuelles de 20 % s'il n'y a pas de P.R.G., 10 % autrement.

Période d'exploitation

- Le matériel est soumis aux droits de douane normaux.
- Un droit complémentaire les élève à un pourcentage déterminé du minerai exporté FOB égal à 6 % pour une exportation annuelle de 4,5 millions de tonnes et montant jusqu'à 9 % si l'exportation dépasse 5,5 millions de tonnes.
- Si les droits de douane sont supérieurs à ce pourcentage, la différence est déductible du droit complémentaire des années ultérieures.
- Le minerai doit être vendu au cours mondial. Trois arbitres peuvent être désignés par la Chambre de Commerce Internationale.
- Soit B le bénéfice sans impôt, D la somme des droits de douane et du droit complémentaire, l'impôt sur les bénéfices est égal à :

$$I = 50 \% \sqrt{(B - D) - D}$$

La société paie donc au total : $I + D = \frac{B}{2}$

- Si $B - D < D$, $\frac{D - (B - D)}{2}$ est déductible du droit complémentaire
les sommes versées devant cependant atteindre 6 % du chiffre d'affaires FOB.
- Il n'y a pas d'impôt sur le revenu des valeurs mobilières, pas de taxe locale, ni de TPS.
- La P.R.G., limitée à 50 % (B - D) et 15 % des ventes FOB, si elle est utilisée en Mauritanie, à 25 % (B - D) et 7,5 % des ventes FOB, si elle est utilisée à l'extérieur, vient en déduction du bénéfice imposable si elle est utilisée en recherches, travaux d'enrichissement, création d'industries sidérurgiques, acquisition de participations dans les sociétés minières. Elle est imposée si elle est distribuée ou non utilisée avant trois ans. Cette P.R.G. comporte donc une obligation d'emploi, mais dans un domaine assez large. Si elle n'est pas utilisée, elle facilite la trésorerie, ne payant l'impôt qu'avec un décalage de trois ans.
- Un tableau d'amortissement est joint à la convention, avec faculté de report. Les frais d'établissement et de recherches peuvent être amortis au gré de la société.
- Les bilans pourront être réévalués en franchise d'impôt.
- Les intérêts des dettes et des prêts des actionnaires, dans la limite des taux d'escompte augmenté de deux points, sont déductibles.
- La taxe d'apprentissage reste.
- La Mauritanie favorisera tout accord évitant la double imposition.

Conclusion

Les modalités de ce partage 50-50 peuvent paraître compliquées. Car, tout en voulant conserver pour la durée totale de l'exploitation un 50-50 global, la Mauritanie désire à tout moment un minimum de recettes. En particulier, la Mauritanie veut pouvoir mettre en oeuvre immédiatement un plan de développement, d'où l'institution de ce droit de douane de 5 % sur le matériel importé qui représente une grande partie des investissements. La société l'a accepté à condition que la Mauritanie s'engage, par le fonds d'aménagement du territoire, à réaliser des équipements, dont une partie sera utile à la société. Et de plus, pour réaliser le 50-50 global, ces droits de douane sont déductibles dans la période suivante, période dans laquelle le minimum d'impôt est obtenu par la somme du droit de douane et du droit complémentaire, analogue à une redevance de 6 ou 9 %.

*

*

*

5 - MOYEN-ORIENT

Les contrats du Moyen-Orient se sont caractérisés pendant une certaine période par le partage 50-50 des bénéfices, avec en plus un loyer annuel et éventuellement un cash-bonus non amortissable, qui modifient donc le 50-50. On peut citer l'accord avec l'ARAMCO tel qu'il apparaît dans l'ordonnance royale du 26 Décembre 1950. Un récent accord, de Janvier 1961, entre Shell et Koweït est de cette forme.

Il n'y a pas de P.R.G. et il y a toujours une redevance ad valorem calculée sur les prix affichés. En 1951, l'ARAMCO a payé 55 millions de dollars en redevances. La part de l'Etat est complétée à 50 % par un impôt sur le revenu. Si la redevance dépasse 50 % des bénéfices, l'exploitant n'a pas droit à un crédit d'impôt, et dans ce cas on n'a pas non plus un 50-50. L'ARAMCO doit en outre verser 700.000 dollars par an pour les frais des représentants du gouvernement qui ont à s'occuper de la société.

La répartition de l'imposition entre la redevance et l'impôt sur le revenu est donc importante. La redevance n'étant pas considérée comme un véritable impôt par le fisc américain, mais comme frais d'exploitation, cela peut modifier la façon dont seront imposées aux Etats-Unis les sociétés américaines exploitant au Moyen-Orient.

Il est difficile de se rendre compte de l'application de ce régime, les frais d'exploitation pouvant être plus ou moins forfaitaires et les amortissements faits de façon assez variable.

*

* *

6 - ACCORD JAPON - ARABIE SEOUDITE

Avec le contrat Iran - E.N.I., cet accord de Décembre 1957 marque l'entrée au Moyen-Orient de compagnies nouvelles, ne faisant pas partie des "grands" et qui ont dû, pour pénétrer dans ces zones prometteuses, accepter des conditions pouvant être plus avantageuses pour l'Etat, propriétaire des gisements éventuels, que celles qui existaient jusqu'ici. Ici, le Japon doit donner à l'Etat 56 % des bénéfices provenant de l'exploitation et du raffinage. Il est stipulé que ce partage porte sur tous les profits, même en dehors de l'Arabie (on voit mal comment cette clause est compatible avec le principe de la territorialité de l'impôt).

En outre, comme le contrat porte sur la zone neutre commune à l'Arabie et à Koweït, ce dernier pays reçoit 57 % des bénéfices d'exploitation sur sa part de la zone neutre.

./...

Concession

La licence de recherches est de deux ans, prorogeable de deux ans, avec une obligation de forer. Une concession de 40 ans sera accordée. L'exploitant devra se trouver avec au moins deux forages en cours. La compagnie se dessaisit après trois ans d'exploitation, puis tous les cinq ans, de 20 % de la zone inexploitée.

La grève est un cas de force majeure. La compagnie renonce à tout recours diplomatique mais un arbitrage est cependant prévu. Il est rendu par quatre arbitres, et un surarbitre pouvant être désigné en cas de désaccord par la Cour Internationale de Justice.

Impôts

Il n'y a pas de droits de douane sur le matériel importé. Le propriétaire du sol doit être indemnisé. Le loyer proprement dit est de 1,5 million de dollars par an, la moitié du loyer étant récupérable s'il n'y a pas de découverte. On peut le créditer à la redevance l'année de la découverte. De plus, s'il y a découverte, s'ajoute un paiement annuel d'un million de dollars.

La redevance est de 20 % du pétrole et du gaz produits avec un minimum de 25 millions de dollars ; elle est calculée sur des prix affichés qui ne seront pas inférieurs à ceux du Golfe Persique. Ce taux de redevance dépasse de beaucoup le 12,5 % habituel pour le pétrole et encore plus le 5 % souvent rencontré pour le gaz.

Un impôt s'ajoutera à la redevance et à une taxe existant sur les opérations de la Compagnie pour donner au gouvernement 56 % des bénéfices nets réalisés par la société, à l'intérieur et à l'extérieur de l'Arabie Séoudite, y compris sur le transport, le raffinage et la distribution, et calculés sans déduire les taxes étrangères sur les revenus intérieurs à l'Arabie Séoudite. Les frais de prospection, les loyers annuels avant découverte, le supplément de 1 million de dollars après découverte, les investissements permanents, ne sont pas déductibles. En cas de liquidation, les actionnaires reçoivent 44 % des biens amortis.

Le Gouvernement pourra acheter 10 % des actions émises après la découverte pour mettre en exploitation le gisement ou ensuite, à un prix ne dépassant pas la valeur nominale ni le prix d'émission des actions originales.

Il aura 1/6 des sièges du Conseil d'Administration.

*

*

*

7 - E.N.I. - IRAN

L'accord italo-iranien, réalisé le 5 Septembre 1957, en application de la loi pétrolière iranienne du 29 Juillet 1957, entre la National Iranian Oil Company (N.I.O.C. ou SNIP) et l'AGIP présidée par M. Mattei, a marqué une nouvelle forme de relations entre celui qui recherche du pétrole et veut l'exploiter et l'Etat, propriétaire du sous-sol, qui accorde les concessions. Il a été suivi d'un contrat analogue avec la Panam, mais comprenant en plus un cash bonus de 25 millions de dollars. Mattei a pu conclure des accords similaires au Maroc et en Libye. Tous ces contrats se distinguent par l'association qu'ils créent entre la société étrangère et l'Etat.

1. Loi pétrolière

En Iran, le régime ancien 50-50 est conservé, mais les candidats à une concession peuvent proposer une participation à la NIOC, qui doit être d'au moins 30 %.

a) Si ce pourcentage est inférieur à 50 %, la société étrangère associée doit verser, en plus d'un loyer, une prime en espèces (cash-bonus) dont le minimum peut être évalué par la NIOC et qui rend ce contrat moins intéressant pour la société que dans l'hypothèse suivante. La superficie totale accordée est inférieure à 9.000 km², dont au maximum 6.500 par secteur. Un puits doit être foré avant 5 ans, puis un dans chacune des années suivantes. Le contrat est de 25 ans avec trois prorogations possibles de 5 ans, mais à des conditions qui peuvent changer (ou alors il faut restituer 20 % de la concession).

b) Si la participation est égale ou supérieure à 50 %, la prime en espèces est facultative. La superficie totale est limitée à 16.000 km² dont 8.000 dans chaque secteur. Un puits doit être foré dans un délai maximum de quatre ans. Le développement doit être ensuite continu. C'est seulement pour les deux dernières prorogations que les conditions peuvent être changées.

c) Dans les deux cas, les soumissionnaires à une concession indiquent le pourcentage de participation qu'ils proposent à la NIOC et éventuellement le montant de la prime. S'il n'y a pas de découverte rentable avant douze ans, le terrain est rendu. Au bout de dix ans, la moitié de la concession doit d'ailleurs être restituée. Une partie des loyers annuels est payée comptant puis déduite comme frais d'exploitation. Un organisme mixte est dispensé de loyer s'il assume à lui seul (sans la NIOC) les frais d'exploration pour un montant minimum fixé par la NIOC.

Des contrats de 40 ans avec trois prorogations de 5 ans peuvent être conclus pour le raffinage, le transport et la vente. Une partie de la production doit être vendue à la NIOC au prix coûtant. Une procédure amiable ou un arbitrage peuvent être prévus.

d) Impôts

Les amortissements sont fixés par la NIOC ; les installations reviennent à la NIOC à l'expiration du contrat. Le matériel importé est en général exonéré de droits de douane, et il n'y a pas de taxes sur la sortie du pétrole. La redevance de 12,5 % est déductible de l'impôt sur le revenu. Le taux de ce dernier impôt est progressif en Iran, mais en fait les bénéficiaires pétroliers sont taxés au taux maximum de 50 %. Les pertes peuvent être retranchées des exercices suivants pendant dix ans.

2. Accord E.N.I. - Iran

La NIOC a une participation de 50 % dans la société mixte SIRIP créée par cet accord. NIOC et AGIP fournissent chacun la moitié du capital initial et des capitaux nécessaires par la suite, rémunérés au taux maximum de 7 %.

Recherches :

L'AGIP exécute les recherches à ses frais. En cas d'échec, ces frais ne lui sont pas remboursés. De plus, dès la découverte d'un gisement, l'AGIP doit financer entièrement les frais de recherches d'un nouveau gisement. Les dépenses de recherches du premier gisement lui sont remboursées en principe par la SIRIP, au taux minimum de 10 cents par baril, mais, selon l'article 11 du contrat, les "sommes créditées à l'AGIP pour reconstituer les fonds nécessaires aux dépenses d'exploration seront payées dans la proportion de 50 % par la SIRIP à la NIOC".

Ainsi, si la SIRIP possède 100, appartenant donc par moitié à la NIOC et à l'AGIP, et si elle crédite ces 100 à l'AGIP, elle doit verser 50 à la NIOC et il reste 50 à l'AGIP. Il n'y a donc aucun remboursement tenant compte de ce que l'AGIP a payé les frais de recherches ; ou bien il faut considérer que la SIRIP a remboursé 100 de frais de recherches à l'AGIP et que la NIOC a touché un loyer de 100 payé par la SIRIP, c'est-à-dire par parties égales par l'AGIP et la NIOC.

L'AGIP doit dépenser 22 millions de dollars pour ces recherches, dont au moins six millions pour les quatre premières années et deux pour chacune des huit années suivantes. Les dépenses des quatre premières années, supérieures au premier minimum, seront déduites des sommes exigées pour les années suivantes.

Concession

25 % de la zone considérée doivent être rendus après 5 ans, puis encore 15 % au bout de 9 ans. Les dépenses de développement sont supportées également par l'AGIP et la NIOC. Les différends peuvent être soumis à un comité de

conciliation ou à des experts, et enfin à un tribunal d'arbitrage de trois membres : les deux arbitres désignés par les parties choisissent un troisième arbitre ou laissent le choix au Président du Tribunal Cantonal de Genève.

Impôts

Sans compter les taxes pour services rendus, qui doivent être aux tarifs les plus favorables consentis aux autres usagers, la somme des impôts doit atteindre 50 % des bénéfices nets. Les 50 % restant sont partagés également entre la NIOC et l'AGIP. L'AGIP ne touche donc que 25 % du bénéfice total.

Les amortissements sont de l'ordre de 14 %. Des ristournes sur prix affichés peuvent être accordées.

Ainsi, en cas d'échec, l'AGIP perdra au moins 22 millions de dollars, uniquement toutefois en dépenses de recherches qui auraient pu être profitables et non en versements stériles à un Etat étranger ; l'Iran n'aura touché aucun loyer, ni cash bonus qui aurait pu s'élever à un montant de cet ordre (voir celui versé par la Panam).

En cas de réussite, si on mettait à part les frais de recherches qui, au Moyen-Orient, ne forment qu'une part assez faible des frais totaux, et ont été en moyenne de 0,30 n.f./T, on aurait bien un partage 50-50 des bénéfices. Cependant, à cause de l'association obligatoire, il n'est pas très agréable à la société qui a fait la découverte, même si cette découverte ne lui a rien coûté, de devoir partager les bénéfices du gisement avec une autre société, quand bien même cette dernière partage les frais d'exploitation. Cela divise par deux l'espérance des gains possibles lorsque l'on prend le risque de la prospection, puis de l'exploitation dans des régions présentant des dangers politiques. Nous étudierons plus loin différents aspects de l'association en général.

*

*

*

./...

TRANSITION

Cheque fois qu'il existe une certaine différence entre le rendement et le coût, il est possible de définir la notion de rendement net. On peut le définir comme la différence entre les recettes et les dépenses. On peut le définir comme la différence entre les recettes et les dépenses. On peut le définir comme la différence entre les recettes et les dépenses. On peut le définir comme la différence entre les recettes et les dépenses.

La problématique est donc celle de la définition de la notion de rendement net. On peut le définir comme la différence entre les recettes et les dépenses. On peut le définir comme la différence entre les recettes et les dépenses.

Le propriétaire du sol

Pour la mesure de la valeur du sol, on peut le définir comme la différence entre les recettes et les dépenses. On peut le définir comme la différence entre les recettes et les dépenses.

CHAPITRE IV

Le problème est donc celui de la définition de la notion de rendement net. On peut le définir comme la différence entre les recettes et les dépenses. On peut le définir comme la différence entre les recettes et les dépenses.

LES MODALITES DE L'IMPOSITION

L'impôt

Le propriétaire, en outre, n'a pas de droits sur le sol. On peut le définir comme la différence entre les recettes et les dépenses. On peut le définir comme la différence entre les recettes et les dépenses.

L'exploitant

L'exploitant est un locataire. On peut le définir comme la différence entre les recettes et les dépenses. On peut le définir comme la différence entre les recettes et les dépenses.

L'Etat

Une fois résumée succinctement la problématique, l'exploitant, l'impôt, l'Etat, il reste un "indéfini", c'est ce que l'on appelle le "prix du sol". On peut le définir comme la différence entre les recettes et les dépenses. On peut le définir comme la différence entre les recettes et les dépenses.

1 - INTRODUCTION

Chaque fois qu'il existe une richesse minérale susceptible d'être exploitée et vendue avec profit, il existe potentiellement une rente minière. On peut la définir comme la différence entre les ventes et l'ensemble des frais, y compris la rémunération du capital, encore que ce dernier point soit souvent négligé. Il est bien évident qu'il n'existe pas une rente d'un montant défini attachée à un gisement, puisque tout dépendra des méthodes d'exploitation et de l'état du marché. Néanmoins, s'il est assuré qu'un gisement donnera un revenu positif, il est convenu de parler de "la rente", sans préciser plus avant.

Le problème se pose immédiatement de savoir à qui appartient cette rente. A priori, quatre réponses sont possibles :

- au propriétaire du sol

Dans la mesure où le régime juridique confère la propriété du sous-sol au propriétaire de la surface, tout son contenu lui appartient. C'est le régime pratiqué aux U.S.A., avec ses conséquences regrettables comme la "règle de capture" du pétrole, chaque propriétaire cherchant à tirer le plus possible d'un gisement commun. Il est cependant concevable de pratiquer une exploitation concertée du gisement, et de partager les profits selon une règle à définir.

- à l'inventeur

Le propriétaire, en somme, n'a pris aucun risque. Il a payé son terrain au prix correspondant à une rente foncière normale, et il peut sembler juste qu'une fois payés l'occupation du terrain et les dégâts éventuels l'inventeur voit ses recherches et sa chance rémunérés, car sans lui la rente n'existerait pas.

- à l'exploitant

L'exploitant est un industriel. C'est lui qui fait apparaître la rente, et l'on peut concevoir qu'il assure à l'entreprise de recherches une rémunération "normale" de ses risques, et qu'il tire ensuite tout le profit de son travail et de ses investissements, donc la plus grande part de la rente.

- à l'Etat

Une fois rémunérés normalement le propriétaire, l'inventeur, l'exploitant, il reste un "cadeau", comme on l'a souvent dit à propos de l'octroi discrétionnaire des concessions en France. Même si l'Etat n'est pas propriétaire du sous-sol, il devrait percevoir ce cadeau, en tant que dépositaire de l'intérêt général.

Les différents pays ne donnent pas de réponse nette à ce problème. Cependant, l'importance qu'ils accordent à l'un ou l'autre de ces arguments apparaît sous deux aspects : le régime des titres miniers, et la fiscalité.

Le premier aspect n'intéresse pas directement notre sujet, mais il est impossible de l'en séparer, puisqu'il peut représenter pour l'exploitant des charges difficiles à chiffrer, mais aussi importantes que les impôts. Sans trop insister sur ce point, envisageons quelques problèmes qui se posent à ce sujet.

Si l'on considère que la rente appartient à l'Etat, on peut concevoir une nationalisation de la recherche, mais qui ne pourrait se soutenir que si l'on était certain de pouvoir fournir à tout moment les techniciens et l'argent nécessaires. Une autre réponse est fournie par la Pemex (régie mexicaine) et les YPF (régie argentine), qui consiste à rémunérer la recherche et l'exploitation de compagnies étrangères, en laissant d'ailleurs les risques à leur charge.

Il semble néanmoins que la concurrence et l'émulation soient les meilleurs stimulants. Mais des questions se posent :

Qui peut être autorisé à rechercher ?

Ceci est important, car le permis de recherche est une concession potentielle et parfois effective :

- le droit marocain choisit le premier demandeur : ceci présente un risque d'accaparement par des personnes manquant même d'expérience technique ;
- aux U.S.A., le propriétaire choisit qui il veut, selon la loi du marché ;
- En France, le gouvernement choisit "librement..... au mieux de l'intérêt général". Sans avoir les inconvénients du système marocain, le droit français fait évidemment un cadeau au futur concessionnaire puisqu'il ne réclame aucun droit d'entrée ;
- au Canada, le permis est accordé au dernier et plus offrant enchérisseur. Nous examinerons plus loin les conséquences de ce système, assez séduisant de prime abord.

./...

Comment faut-il limiter la surface unitaire des permis et la surface maximum détenue par chaque prospecteur ?

Les réponses sont très variables, et résultent d'un compromis entre le désir de limiter l'accaparement et la nécessité d'accorder une probabilité raisonnable de découverte. Souvent, les permis sont accordés pour une durée limitée, et réduits lors du renouvellement (en France, 50 % lors du premier renouvellement, 25 % du reste au suivant). Aucune politique ne s'est imposée dans ce domaine.

Quant au régime des concessions, un exemple a montré qu'il était indispensable d'accorder une espérance de rente au chercheur : en droit italien, le prospecteur qui découvre un gisement n'a aucune priorité sur son exploitation : les recherches se sont à peine développées en Italie (alors que les Abruzzes semblent prometteuses), tandis que la Sicile, où la législation est différente, s'est couverte de permis. Nous avons vu d'autre part comment le Canada se fait restituer certains carrés d'un damier pour les mettre aux enchères, les exploiter ou les conserver à titre de réserves nationales. Il semble que cette pratique n'encourage guère la prospection.

Ainsi, il apparaît que la notion de "rémunération normale" du risque est difficile à saisir, et qu'une part de la rente doit être accordée au prospecteur et à l'exploitant, qui ne font souvent qu'un. Cette part sera bornée par la fiscalité.

Il faut pourtant distinguer dans les charges de l'exploitant, d'une part ce qui est imposition à proprement parler, en tant que rétribution des services rendus par l'Etat, et d'autre part ce qui est partage de la rente.

Dans les pays évolués, c'est le premier aspect qui l'emporte, en ce sens que les exploitations minières sont soumises à un régime proche de la fiscalité de droit commun, souvent allégée. Bien plus, des mesures comme la provision pour reconstitution de gisement, que nous examinerons plus loin, visent à protéger la rente.

Au contraire, c'est le second aspect qui domine dans les pays sous-développés. Ainsi, dans l'exposé des motifs du contrat Shell-Koweït, il est dit que les sommes considérables versées à l'Emir sont la compensation "des droits accordés" (ce qui n'est guère contestable) et de "l'assistance et la protection" que l'Emir accordera. Or, dans la suite du contrat, il est stipulé que tout ce qui, normalement, est à la charge d'un Etat (police, installations de douane, éducation, hôpitaux...) sera financé par la compagnie. En matière minière, les conventions exigent souvent que soient mises à la disposition du pays toutes installations d'infrastructure payées par la compagnie. La voie de chemin de fer construite par la société fait souvent un crochet pour desservir un village. Les

impôts prélevés dans un tel contexte ne peuvent s'expliquer que par le partage de la rente.

De toutes façons quelle que soit l'origine des prélèvements opérés sur les revenus de l'exploitant, nous avons vu qu'ils prennent des formes différentes selon les pays. Notre objet est maintenant d'examiner les principales modalités d'imposition, les conceptions auxquelles elles se rattachent, et leurs conséquences économiques.

Le problème tient au fait que l'exploitant cherche à maximiser son revenu (au sens large), et non pas à pratiquer l'utilisation optimale des ressources dans l'absolu. Une bonne fiscalité doit laisser l'exploitant réaliser cet optimum.

Nous avons tenté d'appréhender quelques aspects des distorsions possibles sur un modèle théorique très sommaire, mais qui présente l'avantage d'éveiller l'attention sur certains phénomènes qui n'étaient pas évidents a priori.

Les hypothèses du modèle sont les suivantes : on considère un gisement de réserves connues R . On suppose tous les investissements D concentrés à l'instant initial, et la recette annuelle r constante.

Si le gisement est exploité en un temps T (en années), r sera donné par $R = rT$. D'autre part nous supposons qu'une augmentation marginale de la production annuelle est obtenue par un surinvestissement marginal qui lui est proportionnel : $dr = kdD$. Cela revient à dire, par exemple, que deux puits permettent d'exploiter deux fois plus vite qu'un seul. On écrit enfin que l'exploitant maximise son revenu actualisé.

En appliquant à ce modèle différentes formes d'imposition, on voit apparaître des pertes sèches absolues, dont on peut chiffrer l'importance. Nous avons enfin tenté d'apprécier comment ces conclusions sont modifiées lorsqu'on tient compte du risque de la recherche.

On perçoit les insuffisances de ces hypothèses :

- a) les réserves ne sont jamais connues avec précision ;
- b) les dépenses d'investissement sont en général reconduites au fur et à mesure de l'exploitation. On peut cependant les actualiser ;
- c) l'hypothèse de constance de la production est inexacte au début et à la fin de l'exploitation ;

- d) le marché n'est jamais certain, ni les prix constants ;
- e) les contraintes techniques sont prédominantes dans le choix des investissements.

Ces différentes objections donnent à penser que les résultats de n notre modèle exagèrent les effets de la fiscalité sur le sur- ou sous-investissement. Les distorsions mises en évidence constituent certainement un maximum. C'est ce qui justifie le choix de ce modèle.

A propos de chaque modalité d'imposition, nous signalerons les résultats du modèle, à côté des autres conséquences observées, que les calculs ne mettent pas en évidence.

*

*

*

2 - CASH-BONUS - ENCHERES

Nous avons vu un certain nombre d'exemples de sociétés qui, avant toute recherche, devaient payer à la puissance concédante une somme forfaitaire. Ainsi, Ibn Seoud recevait de la Gulf en 1932 \$ 250.000 "à titre d'avance....". Cette somme était le pas de porte qui emportait la décision. De nos jours, des chiffres de l'ordre de 25 millions de dollars sont pratique courante au Moyen-Orient.

Dans d'autres pays, ce cash-bonus est remplacé par un système d'enchères (Vénézuéla, Canada). L'Etat choisit le dernier et plus offrant enchérisseur et perd donc toute autre prérogative sur le choix de l'exploitant. L'abandon de ce pouvoir léonin répugne au droit français. On n'y trouve un système semblable que dans le cas de déchéance de concession (la raison de cette déchéance étant souvent le non-paiement des impôts, la mise aux enchères de la concession permet au fisc de récupérer une certaine somme). En dehors de cette circonstance très particulière, notre législation n'a jamais retenu de telles pratiques.

A l'encontre des enchères, le cash-bonus permet une grande souplesse. Ainsi, le Code Pétrolier Iranien dispose que les demandes de permis seront examinées "en fonction" du versement initial proposé. L'Etat garde toute liberté. C'est aussi ce qui a permis à l'Emir de Koweït, en Janvier 1961, de choisir la Société Shell, dont les offres étaient pourtant inférieures à celles de certains autres candidats, car l'importance des besoins de cette compagnie garantit un écoulement régulier de sa production quelle que soit la conjoncture.

./...

Beaucoup voient dans ces versements un moyen idéal de prélever la rente que le marché estime alors spontanément. Les "cadeaux" sont ainsi radicalement supprimés.

D'autre part, au point de vue théorique, le cash ne modifie pas l'optimum de gestion, puisqu'il disparaît des conditions de maximisation du revenu actualisé.

Un certain nombre de réserves s'imposent néanmoins :

- les exploitants sont fortement sensibilisés au critère du pay-out time. Le paiement d'un cash important est un gros handicap au départ, et il peut pousser au sous-investissement, faute de moyens. Ainsi, au Canada, l'ensemble des exigences de l'Etat (cash, prix fixés, rétrocessions, quotas de production) fait que les exploitants n'arrivent souvent pas à rentrer dans leurs frais.
- le cash payé à un instant donné résulte d'une évaluation des revenus futurs à ce moment. Si cette évaluation s'est avérée trop optimiste, l'exploitant sera écrasé par une charge financière qui peut l'amener à gaspiller son gisement et même à disparaître. C'est ce qui explique les difficultés des petits exploitants qui ont acquis à grands frais des concessions pratiquement prouvées au Venezuela.
- cet inconvénient est tempéré parfois par l'étalement dans le temps des bonus demandés, et la subordination de leur paiement à un certain niveau de production. Ainsi, le contrat Shell-Koweït prévoit les versements échelonnés ci-après (on notera l'importance de leur montant) :

£ 7.000.000	à la signature				
£ 1.000.000	par an	jusqu'à la découverte			
£ 2.000.000	par an	jusqu'au début des exportations			
£ 7.000.000	lorsque la production atteint	100.000 barils/jour			
£ 4.000.000	"	"	"	200.000	" "
£ 4.000.000	"	"	"	300.000	" "
£ 4.000.000	"	"	"	400.000	" "
£ 4.000.000	"	"	"	500.000	" "

Remarquons que ces aménagements procurent une amélioration, mais qu'ils font disparaître la neutralité théorique du cash-bonus.

- un pays ne saurait exiger de versements initiaux si son problème est plutôt d'attirer des capitaux. La rente n'est souvent pas évidente. C'est ce qui explique qu'on ne rencontre pas de cash-bonus en matière minière. En matière pétrolière, il constitue à proprement parler une prime à la sûreté de la découverte. Aucune enchère n'a de succès sur les vastes étendues non prouvées au Canada.
- Enfin, un tel mode de prélèvement de la rente sélectionne les exploitants selon le critère de la puissance économique. C'est ainsi que l'on assiste à une colonisation du pétrole canadien par les financiers américains, tempérée à vrai dire par le système des rétrocessions en danier. En outre, attribuer au seul jeu du marché le montant des enchères paraît insuffisant. Des raisons commerciales ou politiques peuvent inciter une grande société à s'implanter à tout prix, même avec une perspective de perte. Cela paraît être un obstacle à l'allocation optimale des ressources globales.

En résumé, le système des versements initiaux présente pour l'Etat l'avantage de sélectionner simplement les pétitionnaires, lui assure des recettes immédiates et importantes, et supprime en grande partie les cadeaux. A l'opposé, la sélection des concessionnaires par le critère de la puissance financière peut entraîner une colonisation par les grandes sociétés, et l'exigence de bonus excessifs peut provoquer un gaspillage d'une partie des ressources. Enfin, ces systèmes ne sont possibles que dans la mesure où les sommes versées sont compensées par une économie probable sur les frais futurs (recherches en terrain prouvé), ou si la rente semble considérable.

*

*

*

3 - LE LOYER

Payer un loyer pour l'occupation des terrains est le premier devoir de l'exploitant, et permet à l'Etat un certain contrôle sur les permis.

Le taux de la redevance superficielle est généralement très faible et souvent progressif : entre la période de recherche, la période d'exploitation transitoire et la concession définitive, le loyer peut quintupler Outre-Mer. Il est alors voisin de 50 Fr CFA l'hectare, ce qui est très faible en regard de ce que l'on demande dans les pays "sûrs". Dans ces derniers, le loyer fait figure de cash-bonus dans certains cas (Irak ou Iran par exemple). Rappelons-nous que

./...

les Japonais paient annuellement à l'Arabie 1,5 million de dollars pour leur concession sous-marine dans la zone neutre pendant la période de prospection, cette somme s'élevant à 2,5 millions dès que le pétrole y sera exploitable.

Même lorsque les loyers sont faibles, ils contribuent à limiter l'étendue des permis sollicités. Sans cela, des exploitants seraient tentés de demander de vastes territoires sans intention de les prospector. Cet effet est souvent renforcé par une obligation d'assurer des dépenses minima à l'hectare (en O.C.R.S., ce chiffre est de 500 NF par km²). Récemment en France a été instituée une redevance superficielle modeste, versée à l'Etat, mais dont le non-versement entraîne la déchéance de concession. Dès la mise en exploitation, les concessionnaires sont d'ailleurs exonérés (Article 30 bis du Code Minier).

Un loyer présente certains inconvénients :

- si son montant est élevé, il peut avoir pour conséquence de stériliser des gisements exploitables dans l'absolu.
- notre modèle a fait apparaître que tout loyer tend à raccourcir la durée d'exploitation par rapport à l'optimum, donc à pousser au surinvestissement. Ce résultat est intuitif pour un fort loyer, l'exploitant voulant le payer le moins longtemps possible. Notons cependant que la perte sèche est faible, même pour des loyers très importants ;
- pour un Etat, le loyer présente évidemment l'intérêt d'assurer des ressources fixes et certaines, mais on peut difficilement concevoir qu'il serve à prélever une grosse partie de la rente, car il est tout-à-fait indépendant de la situation économique de l'entreprise.

*

*

*

4 - LA REDEVANCE

La redevance était initialement une somme fixe perçue par gallon ou par baril extrait du puits. Ainsi Ibn Seoud devait toucher de la Gulf en 1933 18 cents par baril. Ce mode simple et pratique de perception de l'impôt ne demande pas en effet de connaître la comptabilité de l'entreprise, et n'implique aucune règle concernant les amortissements. De plus cette redevance, spécifiquement minière, se justifie logiquement dans le dédommagement pour l'appauvrissement du sous-sol, quel que soit l'équilibre financier de l'entreprise. Aux U.S.A.

elle est donc versée au propriétaire du sol qui est aussi propriétaire tréfoncier, et n'est pas considérée comme un impôt dans les charges de la société.

En bonne logique, s'il s'agit de dédommager le propriétaire du sous-sol, c'est la rente minière elle-même que l'on devrait lui verser. En fait, les exploitants de Pennsylvanie évaluèrent à 25 % du chiffre d'affaires la rente dont ils bénéficiaient, et s'entendirent pour la partager avec le propriétaire du sol réalisant un 50-50 avant la lettre. C'est de là que vient la pratique d'une redevance cette fois proportionnelle aux ventes, et le taux de $\frac{25}{2} = 12,5 \%$, qui s'est retrouvé par mimétisme dans de nombreuses fiscalités pétrolières ; il est encore retenu dans l'accord Shell- Koweït de Janvier 1961.

Dans tous les pays où l'Etat est propriétaire du sous-sol, la redevance a pris le caractère d'un impôt sur le chiffre d'affaires. Elle est toujours pratiquée, même dans le cas du 50-50, car elle assure au fisc un flot continu de ressources (trimestriel par exemple dans l'accord Shell - Koweït). Une part en est parfois même versée en nature.

Un procédé très simple d'évasion fiscale consiste, pour une compagnie à acheter le pétrole à bas prix à sa filiale qui assure l'exploitation. Aussi est-il généralement prévu que la redevance est calculée par référence aux "prix internationaux", qui sont par définition des "prix affichés" (posted prices) au point d'embarquement. En cas de crise, l'exploitant est souvent contraint, pour écouler sa production, d'accorder des rabais. Mais l'Etat oppose les plus vives résistances à revenir sur les "posted prices". C'est ainsi que les petits exploitants du Vénézuéla, accablés par la charge financière des cash-bonus qu'ils ont dû payer, pratiquent de forts rabais, sans que leur charge fiscale en soit diminuée. C'est une des raisons de la désaffection croissante des exploitants pour ce pays.

Toutefois, la plupart des pays producteurs tolèrent des rabais non supérieurs à 10 % à partir d'un certain quota.

Pour beaucoup de minerais, dont les cours sont très fluctuants, il serait absurde de ne pas suivre ces variations, car une redevance fixe mettrait les entreprises minières en faillite dans les périodes de crise. L'assiette des ressources fiscales Outre-Mer est d'ailleurs largement basée sur les redevances à la production et les taxes à l'exportation. Cela explique que les taux y sont relativement élevés ; alors qu'en France les minerais métalliques subissent des taux de l'ordre de 1,5 ‰, on passe à 10 % sur le nickel calédonien par exemple. Par contre la fiscalité directe est généralement faible.

Le taux de la redevance ad valorem est souvent progressif avec la production (0 à 14 % pour le pétrole en France), pour soulager les petites exploitations. Mais cela pose le problème de l'unité à laquelle s'applique le calcul : le puits, le gisement ou la concession. Dans le premier cas, la progressivité peut amener à multiplier les petits forages ; dans le second, on rencontre de grandes difficultés pour définir chaque gisement ; dans le troisième on grève des puits marginaux qui seraient rentables isolément. La première solution est adoptée au Canada ; la seconde au Gabon ; la troisième en France métropolitaine. En France, on a de plus permis la dégressivité de la redevance pour pallier l'augmentation des distances de transport. Cela semble logique, mais est unique au monde.

Remarquons qu'une redevance proportionnelle au produit brut de l'extraction a de nombreux inconvénients.

En matière minière, elle grève lourdement le prix de revient du minéral, et ses effets sont extrêmement sensibles en cas de crise. Les autres concurrents payant des redevances faibles et plus stables, des affaires telles que celles de Nouvelle-Calédonie sont alors défavorisées. En ces périodes, les entreprises sont obligées de constituer des stocks malgré leur volonté, et il est d'autant plus malencontreux de taxer la production au carreau de la mine que la trésorerie de l'exploitant se trouve précisément plus étroite.

On ne peut jamais prévoir la rentabilité a priori d'un gisement, souvent irrégulier, et la redevance ne tient pas compte de la situation de l'entrepreneur. Ce qui était un avantage pour dédommager le propriétaire tréfoncier est un gros risque pour l'Etat désireux de voir prospérer sa "poule aux oeufs d'or".

Une taxe ad valorem touche indistinctement les mines riches et pauvres, et relève les teneurs limites d'exploitabilité. Elle engendre donc une perte, égale à la rente de tous les gisements qui ne sont plus rentables à cause de la redevance, et qui est loin d'être négligeable dès que ces taux sont assez élevés.

Dans le cadre de notre modèle, il apparaît qu'une redevance à taux fixe déplace la gestion vers les sous-investissements. La perte sèche ainsi provoquée est d'ailleurs faible (de l'ordre de 4 % au maximum pour un taux de 20 %). Ce résultat n'était pas intuitif : le prélèvement de la redevance, dont le montant global est constant, est ainsi repoussé dans l'avenir, mais les revenus subissent le même sort : on voit que le premier effet l'enporte sur le second. Une redevance à taux progressif aurait une influence encore plus marquée.

5 - LA PROVISION POUR RECONSTITUTION DE GISEMENT

1. La depletion allowance aux U.S.A.

Depuis l'origine de l'exploitation du pétrole aux U.S.A., un allègement du bénéfice imposable a été prévu en raison de la nature particulière de la rente minière en tant que revenu industriel. Comme toutes les provisions pour reconstitution de gisement pratiquées par la suite ont été inspirées par l'exemple américain, il importe d'examiner quelle évolution a conduit à ce régime, passionnément controversé aux Etats-Unis depuis près de cinquante ans.

L'idée de base est qu'un exploitant pétrolier ne vend pas seulement un produit d'exploitation, mais aussi un capital. Or, de même qu'un industriel est autorisé à reconstituer ses immobilisations en franchise d'impôts, un exploitant pétrolier doit pouvoir retrancher de son bénéfice une part qui correspond à l'épuisement de son gisement : c'est la "depletion allowance".

Ce point n'est pas contesté ; la controverse porte sur le montant du capital que l'on doit ainsi amortir. L'évolution a été la suivante :

La "cost depletion"

Jusqu'en 1918, le fisc admettait que l'exploitant retranchât de son bénéfice l'amortissement du prix encouru pour acquérir un intérêt dans le pétrole : prix des recherches, prix d'achat du bail, etc... Le calcul de cet amortissement était variable selon les Etats.

Cette conception rapprochait la "depletion allowance" d'un amortissement industriel quelconque. Il s'agissait seulement de récupérer des sommes effectivement dépensées. Ce mode de calcul joue encore un rôle, comme nous le verrons.

La "discovery depletion"

Après la première guerre mondiale, l'idée a prévalu que le capital à récupérer était non pas le coût, mais la valeur de la découverte. Le but de cette disposition était d'encourager la recherche. On considérait que celui qui avait dépensé 100 pour découvrir un gisement valant 1.000 se trouvait propriétaire d'un capital de 1.000 appelé à disparaître au cours de l'exploitation. C'est donc cette somme qu'il devait amortir. Ce privilège était toutefois réservé à l'inventeur, et non à l'acquéreur d'un gisement prouvé, mais cette distinction fut rapidement abandonnée.

Le calcul était complexe. Le capital à prendre en compte était la valeur du gisement en Mars 1913, quantité assez conjecturale.

En 1921, le prix du pétrole brut s'effondra. La "discovery depletion" fut ainsi dans de nombreux cas supérieure au bénéfice. Il fut décidé en 1924 que, quel que soit son mode de calcul, la depletion allowance ne pourrait excéder 50 % du bénéfice imposable.

La "percentage depletion"

En raison des difficultés du calcul de la "discovery depletion", il fut décidé en 1926 de remplacer ce calcul par une évaluation forfaitaire. Après d'âpres discussions, le chiffre adopté*27,5 % du chiffre d'affaires, la limite de 50 % du bénéfice étant toujours valable.

* fut

Le système actuel est héritier de cette évolution, qui explique son apparence arbitraire. Il est permis de retrancher du bénéfice imposable le plus grand des deux chiffres, "cost depletion" ou "percentage depletion".

La "cost depletion" est calculée comme suit :

$$(\text{coût initial} - \text{"depletions" antérieures}) \times \frac{\text{production de l'année}}{\text{réserves actuelles}}$$

Elle correspond à un amortissement proportionnel à l'épuisement du gisement.

La "percentage depletion" est le minimum des deux chiffres :

27,5 % du chiffre d'affaires
50 % du bénéfice d'exploitation

Exemple :

coût initial : \$ 250.000

depletions des années
précédentes : \$ 200.000

ventes de l'année : \$ 60.000

dépenses : \$ 30.000

bénéfices : \$ 30.000

réserves actuelles : 200.000 barils
production de l'année : 20.000 barils

./...

"cost depletion" : $(250.000 - 200.000) \times \frac{20.000}{200.000} = \$ 5.000$

27,5 % des ventes : \$ 16.500

50 % du bénéfice : \$ 15.000

Le chiffre retenu pour la "depletion allowance" est : \$ 15.000

Le bénéfice imposable est donc : \$ 15.000

Le "coût initial" comprend d'une part le prix d'achat du bail ou du terrain, d'autre part les immobilisations incorporelles ("intangible costs") dans la mesure où l'exploitant renonce à les compter dans les dépenses de l'année : frais de recherches, aménagement du terrain, etc... Il est rare qu'il ait à faire un tel choix, car la "cost depletion" est en général faible par rapport à la "percentage depletion". Il est plus avantageux de retrancher ces dépenses du bénéfice.

Bénéficiaires

Toute personne physique ou morale ayant un "intérêt économique" dans le pétrole a droit à la "depletion allowance". Un intérêt économique consiste dans le fait de percevoir des revenus qui varient avec la production, et qui disparaissent avec elle. Le propriétaire d'un terrain qui touche des redevances, son locataire, un entrepreneur payé en pétrole produit, ont droit tous les trois à ce privilège. Quid si les redevances sont payées d'avance ? Où commence la vente, où s'arrête la location ? Il existe un contentieux important sur ces points.

Cet intérêt économique peut se trouver à l'étranger. Le système américain du "Foreign Tax Credit" consiste à calculer l'impôt des sociétés U.S. sur l'ensemble de leurs revenus, et à retrancher tous les impôts payés à l'étranger.

Exemple :

bénéfice en Irak : 100

impôt payé en Irak : 50

depletion allowance : 30 (par exemple)

bénéfice imposable : $100 - 30 = 70$

impôt U.S. sur les bénéfices : $52 \% \times 70 = 36,4$

Ce dernier chiffre étant inférieur aux 50 payés à l'Irak, la société ne doit rien au fisc américain.

Chaque "intérêt économique" détenu par le contribuable est justiciable d'un calcul séparé de la "depletion allowance". Toutefois, le contribuable peut choisir, mais une fois pour toutes, de considérer deux ou plusieurs "intérêts économiques" comme disjoints ou non. Il est facile d'étudier le gain qu'il peut attendre de cette option, mais nous nous bornerons à l'illustrer par deux exemples.

1er exemple

<u>Gisement A</u>		<u>Gisement B</u>	
Production	100	Production	10
Frais	20	Frais	80
Bénéfice	80	Perte	70

a) L'exploitant choisit de considérer A et B ensemble :

Production	110
Frais	100
Bénéfice	10

Depletion : $50\% \times 10 = 5$

Bénéfice imposable : 5

b) L'exploitant considère A et B séparément :

Production	110
Frais	100
Bénéfice	10

Depletion : 27,5 + cost depletion sur B

Perte fiscale : 17,5 + cost depletion.

En choisissant le calcul séparé, l'exploitant ne paie pas d'impôt, et pourra amortir sa perte sur les années suivantes.

2ème exemple

<u>Gisement A</u>		<u>Gisement B</u>	
Production	100	Production	100
Frais	20	Frais	90

./...

a) Option a :

Depletion : $27,5 + 5 = 32,5$

Bénéfice imposable : $90 - 32,5 = 57,5$

b) Option b :

Depletion : $50 \% \times 90 = 45$

Bénéfice imposable : 45

L'exploitant a cette fois intérêt à considérer A et B ensemble.

Nous verrons que l'option a correspond, dans le régime français, au cas où l'on retranche les recherches pour le calcul de la provision pour reconstitution de gisement ; l'option b au contraire.

D'autres dispositions fiscales ont des conséquences importantes :

1. Toute somme investie dans la recherche pétrolière par un particulier ou une société est totalement exonérée d'impôts, à condition que ces sommes soient exposées aux risques de la recherche ("working or operating interest").
2. Les gains en capital ne sont taxés qu'à 25 %.

Or, la fiscalité américaine est très lourde. Les gros revenus sont taxés à 90 %. Cela conduit à dire que le dollar investi dans la recherche pétrolière ne coûte que 10 cts. En cas de découverte, il sera possible de vendre les droits sur le gisement en ne payant que 25 % d'impôts. Comme on admet qu'un forage sur 8 environ est exploitable commercialement, l'opération est bénéficiaire en espérance mathématique.

Ceci n'est qu'un exemple très simple d'évasion fiscale. Certaines transactions complexes permettent, en faisant jouer les différents avantages que nous avons énumérés, de réduire l'imposition à un minimum très réduit. On appréciera le traitement de faveur dont jouit l'exploitation du pétrole en comparant les impôts payés par l'Amerada Petroleum Company, qui ne pratique que la recherche et l'exploitation, et ceux payés par d'autres entreprises américaines (1956) :

	<u>Bénéfice</u> <u>avant impôts</u>	<u>Bénéfice</u> <u>après impôts</u>	<u>Pourcentage</u> <u>de l'impôt</u>
United States Steel Corporation	\$ 680.000.000	\$ 350.000.000	49 %
Dupont de Nemours	\$ 635.000.000	\$ 380.000.000	40 %
Amerada Petroleum Company	\$ 29.500.000	\$ 26.500.000	10 %

Nous verrons les conséquences économiques de cette fiscalité en examinant les principaux arguments avancés par les partisans et les adversaires de la depletion allowance.

1er argument

"Le fisc américain taxe les ventes d'immobilisations à 25 % (au lieu de 52 %). Il est donc juste que la vente du pétrole, qui correspond en partie à un gain en capital, jouisse d'un régime privilégié". Certains ajoutent même qu'en l'absence de depletion allowance personne n'aurait intérêt à exploiter, et tous les inventeurs chercheraient à vendre leurs découvertes pour ne payer que 25 % d'impôts.

A quoi les adversaires répondent que l'effet de la depletion allowance est bien plus accentué que la différence 52 - 25, et qu'en l'absence de depletion allowance le marché tiendrait compte de l'imposition.

2ème argument

"La depletion allowance, par la protection qu'elle assure aux capitaux a permis le remarquable développement de l'exploitation du pétrole aux U.S.A. et dans le monde". Il y a là une vérité incontestable. On admet que 90 % au moins des dépenses de recherche et de développement des grandes sociétés proviennent de bénéfices investis. Or, les investissements américains dans l'industrie du pétrole se sont élevés à 50 milliards de dollars de 1946 à 1956, dont 45 aux U.S.A. et 5 à l'étranger. On estime que dans la même période, la depletion allowance a rapporté 6,7 milliards de dollars aux trente plus grandes sociétés, qui investissent surtout à l'étranger. Sur le territoire des U.S.A., au contraire, les capitaux particuliers jouent le plus grand rôle.

Les adversaires ne nient pas que la fiscalité pétrolière ait attiré beaucoup de capitaux, mais ils font valoir qu'elle n'a fait qu'accentuer les inconvénients de la fâcheuse législation américaine : le sous-sol appartient au

propriétaire du terrain, et il a toujours le droit de forer au moins un puits. Ce fait, combiné au processus du "dollar à 10 cts", qui attire une grande partie des revenus élevés, et à la depletion allowance, qui maintient en vie une foule de producteurs marginaux, a conduit à une multiplication des puits et à un gaspillage regrettable.

Dans le double dessein d'assurer des réserves nationales et de stabiliser les prix, les Etats ont été amenés à réglementer l'espacement des forages, la production unitaire et les méthodes d'exploitation ; mais il reste bien des brèches dans ce système.

La production moyenne d'un puits aux U.S.A. est de 600 tonnes par an (250.000 tonnes dans le Golfe Persique) : 53 % de la production est assurée par de petits producteurs indépendants. Au Texas, les deux tiers des puits ne sont ouverts que 8 à 12 jours par mois, et n'en laissent pas moins des revenus importants.

C'est ce qui incite les adversaires de la depletion allowance à dire que si des nécessités stratégiques ou politiques imposent de subventionner la recherche, il vaut mieux le faire directement et savoir où vont les capitaux. Quant aux risques, disent-ils, ils sont faibles pour les grandes sociétés qui forent en de nombreux points, et ils sont compensés par une efficace protection gouvernementale, un marché assuré et des prix contrôlés.

3ème argument

"La depletion allowance permet de livrer au consommateur du pétrole bon marché".

A quoi les adversaires ont beau jeu de répondre qu'il est regrettable de vendre le pétrole moins cher qu'il n'en coûte à la collectivité, et que d'autre part un plus grand recours à l'importation serait plus efficace pour faire baisser les prix.

4ème argument

Enfin, réapparaît périodiquement cet argument typiquement américain que la depletion allowance permet à de multiples producteurs d'exister et de concurrencer les grandes compagnies.

./...

Les quelques remarques précédentes inspirent des réserves sur la concurrence qui peut régner sur le marché du pétrole. D'autre part, la pourcentage depletion est plus favorable aux grosses compagnies qu'aux petites, favorisant ainsi la concentration.

Conclusion

Etayée par une argumentation économique défendable, la pourcentage depletion a certainement été un puissant moteur de la formation du capital en matière pétrolière. Mais, placée dans un contexte juridique aberrant, elle a contribué à la formation de fortunes considérables et à des pertes importantes pour la collectivité américaine.

Autres substances minérales

Toutes les autres exploitations minières jouissent aux U.S.A. d'un régime analogue aux hydrocarbures. Toutefois, le pourcentage de 27,5 % du chiffre d'affaires est remplacé par un taux variable, de 5, 10, 15 ou 23 % selon les substances.

2. La depletion allowance canadienne

La définition en est simple : toute personne physique ou morale ayant un intérêt économique dans le pétrole peut retrancher fiscalement un tiers du bénéfice de toutes ses activités de recherches et de production.

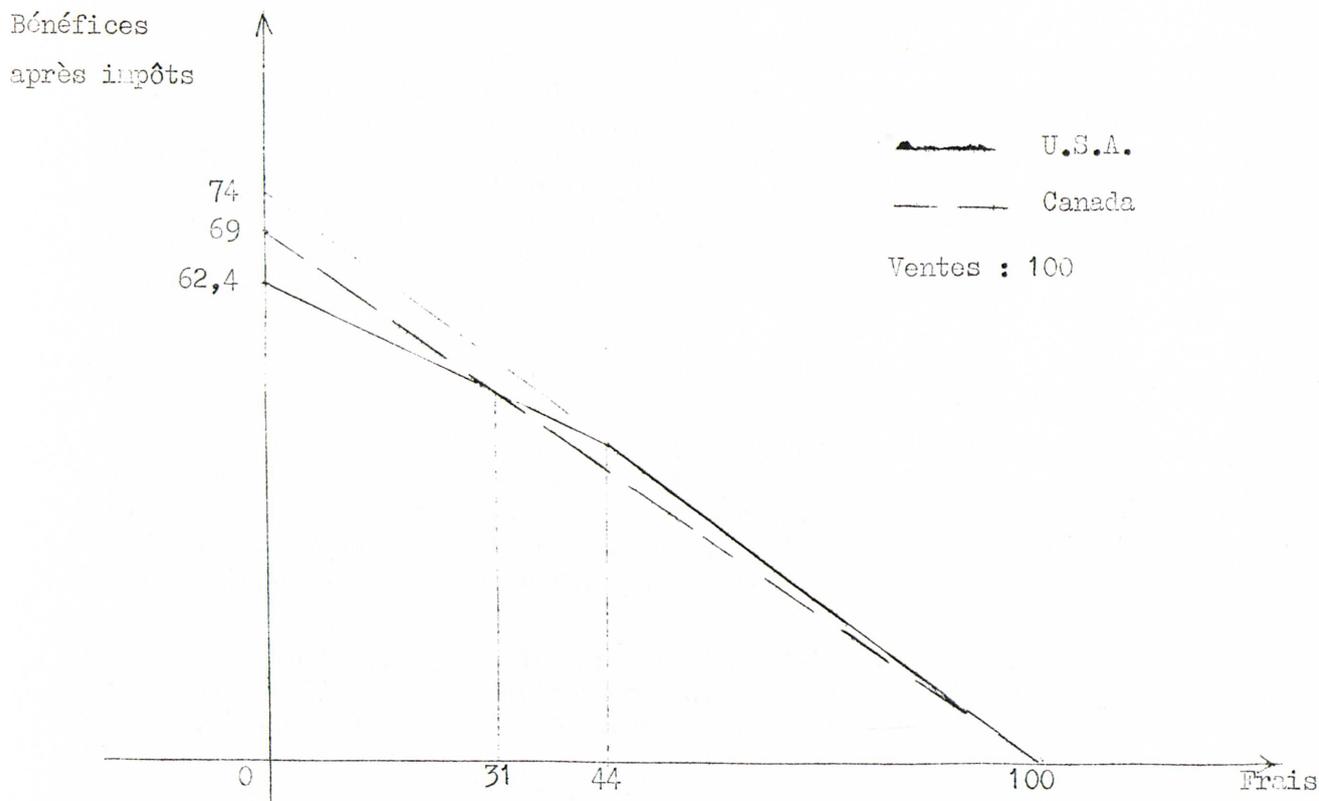
Exemple

production	100	
frais	<u>70</u>	(le taux de l'impôt sur les bénéfices est de 47 %)
bénéfice	30	
depletion	<u>10</u>	
imposable	20	

Cette disposition est moins favorable à l'exploitant que la depletion allowance américaine :

- certes, la limitation de 27,5 % des ventes n'existe pas, et, pour des gisements très rentables, l'avantage est supérieur. Mais ceci se produit pour des frais inférieurs à 31 % des ventes, et ne favorise donc que l'exploitant largement bénéficiaire.

- en l'absence de bénéfice, le contribuable américain peut compter la cost depletion comme perte et bénéficier d'un crédit d'impôt ; rien d'analogue au Canada, où pourtant les exploitants payent des droits d'entrée importants.



- la courbe ci-dessus suppose que la depletion allowance est calculée sur le bénéfice net de tous frais, ce qui est toujours vrai au Canada. Aux U.S.A. au contraire, nous avons vu qu'il est possible de calculer la depletion allowance frais de recherches non compris, ce qui accroît encore l'avantage de l'exploitant américain.

- le coût marginal de la recherche au Canada est plus grand qu'en l'absence de depletion allowance. Le bénéfice net a en effet pour expression en régime permanent :

$$B = \frac{69}{100} \times (100 - F) \quad (\text{ventes } 100, \text{ frais } F)$$

$$\Delta B = - \frac{69}{100} \Delta F$$

En l'absence de depletion allowance, on aurait : $\Delta B = - \frac{53}{100} \Delta F$,
 puisque les recherches sont retranchées du bénéfice imposable.

3. La P.R.G. française

Une loi de Février 1953 a institué en France une provision pour reconstitution de gisement inspirée par l'exemple américain, mais très différente dans sa philosophie et ses conséquences.

Le terme de provision est en fait impropre. Il désigne en général une somme dont l'imposition est différée pour une raison précise (provision pour risques). Ici, il s'agit de sommes totalement exonérées de l'impôt, sous réserve qu'un montant équivalent ait été employé dans la recherche d'hydrocarbures en France ou en zone franc. C'est ce qu'on appelle improprement l'obligation de réemploi. En fait, les sommes ainsi dépensées dans la recherche sont normalement amorties dans l'année, de sorte que la P.R.G. apparaît plutôt comme un double amortissement. Un exemple fera comprendre son fonctionnement.

Exemple :

Un exploitant a droit, en 1959, à une P.R.G. de 45. Cette somme est donc retranchée de son bénéfice imposable de 1959. Il dispose de 5 ans pour employer une somme équivalente dans la recherche. Supposons qu'il en dépense 40 en 1960. Les ayant immédiatement amortis, à l'issue de l'exercice 1960, il pourra donc disposer de 40 sans payer l'impôt sur les sociétés.

En 1960, il réalise un bénéfice d'exploitation de 148, recherches non déduites. Il a fait 40 de recherches, nous l'avons dit, et il a droit, par exemple, à une P.R.G. de 50. Son bénéfice imposable est donc :

$$148 - 40 - 50 = 58$$

Il paiera : $50 \% \times 58 = 29$ d'impôt sur les sociétés.

Il reste : $108 - 29 = 79$ pour l'année 1960.

Ces 79 peuvent-ils être distribués ? non, car sur ces 79, 29 ont payé l'impôt, et 40 seulement sont exonérés. La société ne peut donc distribuer que 69. Si elle distribue 79, elle devra payer 50 % d'impôt sur les 10 supplémentaires, soit 5.

Le compte Pertes et Profits de 1960 se présente ainsi :

P.R.G. 1960	50	Bénéfice d'exploitation	108
Impôt sur les sociétés	29	P.R.G. 1959 libérée	40
Solde : bénéfice total	<u>69</u>		<u> </u>
	148		148

L'exploitant dispose encore d'une P.R.G. de 50 libérable sur 5 ans, et de $45 - 40 = 5$ libérable sur 4 ans.

Le montant de la P.R.G. a les mêmes limites qu'aux U.S.A. : c'est le plus petit des deux chiffres : 27,5 % du chiffre d'affaires
50 % du bénéfice d'exploitation

Il n'existe pas de cost depletion, qui serait sans objet puisque les permis et les concessions sont accordés discrétionnairement et gratuitement.

Le calcul porte sur l'ensemble des activités de la société ; il n'est pas possible, comme aux U.S.A., de dissocier différents "intérêts économiques".

Toutefois, le point de savoir s'il faut retrancher le montant des recherches pour le calcul de la P.R.G. est contesté, et le problème n'a pas reçu de solution définitive.

On trouvera en annexe 1 une étude de l'influence de la P.R.G.. Aux deux limites pratiquées aux U.S.A., s'ajoute le fait que la P.R.G. libérée est inférieure ou égale au montant des recherches. Alors qu'aux U.S.A. il n'y a pas de liaison nécessaire entre depletion allowance et recherches, la législation française infléchit fortement le comportement de l'exploitant.

Les conclusions de l'étude sont en effet les suivantes :

- si l'on admet que la P.R.G. est calculée après déduction de recherches, et dans le cas le plus fréquent où les frais et amortissements fiscaux sont supérieurs à 17,5 % des ventes, la recherche est entièrement financée par l'Etat à concurrence du tiers du bénéfice d'exploitation, recherches non déduites. Si le montant des recherches est supérieur à ce chiffre, la situation est celle de l'exploitant américain dans l'option a (voir supra). Les recherches marginales coûtent alors 50 % plus cher à l'exploitant qu'en l'absence de P.R.G..
- si l'on admet que les recherches ne sont pas déduites pour le calcul de la P.R.G., on trouve de même que les recherches sont gratuites pour l'exploitant à concurrence du quart de son chiffre d'affaires A, si ses frais sont inférieurs à 45 % de A, et à concurrence de 50 % de son bénéfice d'exploitation dans le cas contraire.

Si le montant des recherches est supérieur à ces chiffres, la situation est celle de l'exploitant américain dans l'option b. Les recherches marginales coûtent alors le même prix qu'en l'absence de P.R.G..

On voit ainsi que la P.R.G. française est une forte incitation à la recherche. Si faible que soit la probabilité de découverte, l'exploitant a toujours intérêt à en faire pour un certain montant, pour peu qu'il fasse du bénéfice. Certaines sociétés éprouvent des difficultés à libérer leur P.R.G., car elles sont limitées par la superficie de leurs permis de recherches. Toutefois, la P.R.G. peut être libérée par des prises de participation dans des sociétés de recherches.

Autres substances minérales

Le bénéfice de la P.R.G. a été étendu en Septembre 1954 à un certain nombre de substances minérales dont la production ne couvre pas les besoins nationaux : cuivre, zinc, manganèse, minerais radioactifs, etc... En sont exclus : charbon, fer, plomb (s'il n'est pas associé au zinc), etc...

En raison de son caractère limitatif, cette P.R.G. n'a qu'une incidence assez faible. Elle diffère sensiblement du régime pétrolier par deux points :

a) le taux de 27,5 % du chiffre d'affaires est remplacé par un taux de 15 %, qui est celui pratiqué aux U.S.A. pour la majorité des substances minérales ;

b) le réemploi doit être effectué dans les trois ans, mais il n'est pas limité à la recherche. Les exploitants peuvent libérer leur P.R.G. par toutes les dépenses "visant à améliorer la récupération des substances minérales visées" : procédés physiques de concentration, installations de laboratoire, modernisation d'une laverie,...

La P.R.G. apparaît donc ici comme une incitation à la modernisation. Les larges possibilités offertes en matière de remploi font que les exploitants n'éprouvent aucune difficulté à libérer leur P.R.G., d'autant plus que leur marge bénéficiaire est généralement modeste, et que la limitation de 50 % du bénéfice joue dans la plupart des cas.

La plupart des anciens territoires de la France d'Outre-Mer accordent une P.R.G. dans des conditions analogues.

4. Le Fonds pour Reconstitution de Gisement en O.C.R.S.

Nous avons vu que le Code Pétrolier Saharien institue un fonds pour reconstitution de gisement, assujéti aux mêmes limitations qu'en métropole, et dispensé de toute obligation de remploi. Il est imposé au moment où il est distribué ou 5 ans après sa constitution.

Il est à remarquer qu'apparemment le F.R.G. n'a pas d'incidence sur la politique de recherches de l'exploitant. Il peut même sembler qu'au contraire il n'ait pas intérêt à aventurer des sommes qui seront imposées plus tard. En fait, cette crainte ne joue pas, car les recherches stériles sont amorties dans l'année.

Cependant, par le jeu de l'actualisation, le 50-50 est infléchi au profit de l'exploitant, dans une proportion qui varie avec le montant des frais de recherches et d'exploitation. Un calcul-type de l'imposition en O.C.R.S. va nous le montrer.

Chiffre d'affaires	1 000
Redevances	125
Frais	<u>F (y compris les recherches)</u>
	875 - F

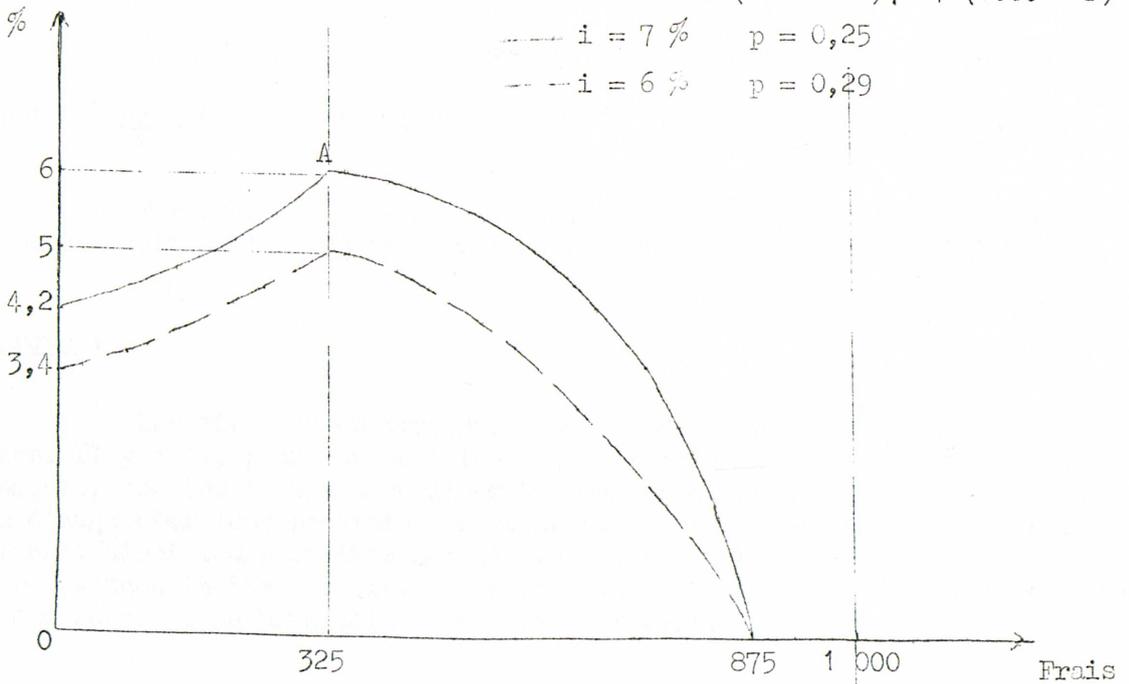
Le F.R.G. sera égal à 27,5 % des ventes ou à 50 % du bénéfice selon la valeur de F par rapport à 325.

	<u>F < 325</u>	<u>F > 325</u>
Fonds pour reconstitution de gisement	275	<u>875 - F</u>
		2
Bénéfice immédiatement imposable	600 - F	<u>875 - F</u>
		2
Excès de ce bénéfice sur la redevance	475 - F	<u>625 - F</u>
		2
<hr/>		
Impôt payable dans l'année	<u>475 - F</u>	<u>625 - F</u>
	2	4
Impôt payable dans 5 ans	<u>275</u>	<u>875 - F</u>
	2	4
Redevance	<u>125</u>	<u>125</u>
Total payé à l'Etat	<u>1000 - F</u>	<u>1000 - F</u>
	2	2

./...

Globalement, le 50-50 est bien réalisé. Mais l'impôt payable dans 5 ans est équivalent aujourd'hui à :

	$F < 325$	$F > 325$
Impôt payable dans 5 ans	$\frac{275}{2(1+i)^5}$	$\frac{875 - F}{4(1+i)^5}$
L'avantage ainsi acquis est égal, en posant		
$1 - \frac{1}{(1+i)^5} = p$, à	$\frac{275 \times p}{2}$	$\frac{875 - F}{4} \times p$
En pourcentage, par rapport au bénéfice d'exploitation	$\frac{275 p \times 100}{2(1000 - F)}$	$\frac{875 - F}{4(1000 - F)} \times 100$



Avantage procuré par le F.R.G. saharien

L'avantage procuré par le F.R.G., rapporté au bénéfice d'exploitation varie en fonction de F comme l'indique la figure. Il indique le gain par rapport au 50-50. Pour $i = 7\%$ et $F = 325$, le 50-50 est transformé en 44-56. L'existence des impôts indirects non compris dans le 50-50 vient contrarier cet effet.

./...

On pourrait conclure de l'examen de cette courbe que l'exploitant est incité à se rapprocher du point A. En fait, son bénéfice total après impôt a pour expression, pour F inférieur à 325 :

$$B = \frac{1000 - F}{2} + \frac{275p}{2}$$

Les recherches coûtent alors le même prix qu'en l'absence de F.R.G. (p = 0). Par contre, pour F supérieur à 325, on a :

$$B = \frac{1000 - F}{2} + \frac{875 - F}{4} p$$

Le coût marginal de la recherche est alors majoré de $\frac{p\Delta F}{4}$, ce qui, rapporté à $\frac{\Delta F}{2}$ (coût marginal pour p = 0) est égal à 12 % pour i = 6 %.

Par conséquent, dans ce dernier cas de figure, le F.R.G. procure des ressources dont l'utilisation dans la recherche n'est pas favorisée.

Remarque :

Les différentes provisions ne s'appliquent qu'au bénéfice d'exploitation. Il y a là, pour les sociétés qui font à la fois l'exploitation et le transport, une incitation à réaliser au premier stade le maximum de bénéfice afin d'augmenter leur provision en majorant le prix d'ordre du brut ; elles diminuent ainsi leurs profits sur le transport. Au contraire, nous avons vu que les redevances incitent à minimiser ce prix. L'impôt sur les bénéfices agit dans le même sens, comme nous allons le voir à présent.

5. Conclusion

Les provisions pour reconstitution de gisement, avec leurs modalités variables selon les pays, sont le type de la mesure fiscale dynamique, destinée à infléchir le comportement de l'exploitant, en améliorant sa situation. C'est le moyen, pour les pays évolués, de déroger au droit commun sans modifier l'impôt sur les bénéfices, pour tenir compte du caractère particulier des industries extractives. En dernière analyse, il s'agit de compenser en partie les aléas, et par là d'attirer des capitaux.

On peut remarquer que l'avantage procuré est d'autant plus grand que la rentabilité est élevée. L'Etat vole en quelque sorte au secours du vainqueur. Cela se justifie dans la mesure où le succès passé laisse présager des succès futurs.

*

*

*

6 - L'IMPOT SUR LES BENEFICES - LE 50-50

Dans tous les pays évolués existe un impôt sur les sociétés. Les taux actuellement pratiqués sont tous voisins de 50 % (U.S.A. = 52 %, France = 50 %, Allemagne = 51 %, Canada = 47 %). Les exploitations minières, comme toute autre entreprise, y sont soumises. Cet impôt s'ajoute à la fiscalité indirecte, aux impôts de distribution, et il s'applique à un bénéfice imposable souvent modifié par des mesures telles que la P.R.G..

Ainsi, malgré l'uniformité de ce taux, l'incidence globale de l'imposition dans ces pays peut être très variable, comme nous l'avons vu.

Dans les pays sous-développés, au contraire, s'est imposée en matière pétrolière une règle séduisante par sa simplicité, le 50-50. Nous avons vu comment, à la suite du Venezuela, les pays du Moyen-Orient ont adopté cette règle avec l'appui des U.S.A.. Il faut apercevoir, qu'en fait, le 50-50 ne changeait guère le sort des exploitants américains. Ils étaient à l'époque soumis à l'impôt sur les sociétés U.S., aggravé par des surtaxes provisoires. Or, le principe du Foreign Tax Credit leur permettait de déduire les impôts payés au Moyen-Orient, de sorte que c'est le fisc américain qui a fait les frais de l'opération. Il a réalisé ainsi une sorte d'aide à ces pays sous-développés. En outre, par analogie avec le régime des redevances ad valorem payées au propriétaire du sol, les royalties n'étaient pas considérées précédemment comme un impôt déductible.

Faire le calcul de l'incidence exacte des impôts sur les sociétés américaines du Moyen-Orient est une tâche sans espoir. Il semble que les rapports de l'Aranco et du fisc américain soient réglés par des compromis annuels, dont la teneur n'est pas publiée. Il ne s'agit pas là, en effet, d'un contribuable quelconque. Rappelons-nous que Roosevelt lui-même est venu en 1943 négocier avec Ibn Séoud le sort du pétrole arabe.

Ainsi, la pratique du 50-50 s'est imposée, et certains y voient une véritable philosophie des rapports entre Etats et exploitants. On a pu l'appuyer sur le précédent juridique de la "règle du trésor", qui veut qu'une découverte soit également partagée entre l'inventeur et le propriétaire du sol. A quoi l'on a objecté que si le trésor, en l'espèce, est la rente minière, la rémunération du capital devrait être exclue du 50-50. En fait, il en est rarement ainsi, et nous avons même vu que les cash-bonus n'étaient pas amortissables. D'autres, enfin, avancent qu'une des raisons de la faveur du 50-50 est que ce taux est celui de l'impôt sur les bénéfices dans les pays évolués, et qu'en dépit de l'incidence finale très variable de ces impôts, il constitue psychologiquement un pôle d'attraction.

Quoi qu'il en soit, il importe de savoir de quelle somme il s'agit de faire le partage. En France, l'impôt de 50 % s'applique au bénéfice diminué de la P.R.G., et de la redevance ad valorem. Ainsi, au total, la société paie la moitié de cette redevance. Au contraire, dans un vrai 50-50, la redevance est considérée comme un crédit d'impôt. Les conventions stipulent qu'une fois payés tous les impôts de droit commun, y compris la redevance, s'il reste un excès de bénéfice sur les impôts payés, cette différence est partagée (voir Vénézuéla page 23).

Un problème se pose pour les années déficitaires. Si la redevance est payée de toutes façons, le partage des bénéfices globaux est modifié au profit de l'Etat. C'est le cas au Moyen-Orient. L'accord Shell - Koweït dispose même que les sommes payées annuellement par la Compagnie ne sauraient être inférieures au montant de la redevance, augmenté d'une somme de 2 millions de livres.

Au contraire, le Code Pétrolier Saharien prévoit, comme nous l'avons vu, que la redevance est bien payée en tout état de cause, même en l'absence de bénéfice, mais que la moitié de son montant sera déductible dans ce cas des impôts des années bénéficiaires : le 50-50 est respecté à cet égard.

Un point de friction constant entre Etats et exploitants concerne le problème des amortissements. En fait, les pratiques sont à peu près uniformisées. Il est admis partout que l'on amortit les forages secs dans l'année, et pour les investissements durables, des durées de 5 à 10 ans sont généralement pratiquées. Les taux sont généralement plus élevés qu'en matière minière.

En ce qui concerne l'évasion fiscale, ce qui a été dit à propos de la redevance est entièrement valable ici. En l'absence de "posted price", il suffirait à une société d'exploitation au Moyen-Orient de vendre le pétrole sans bénéfice à une filiale installée à Panama (où n'existe pas de fiscalité directe) pour échapper totalement à l'imposition.

En sens inverse, nous avons signalé dans la conclusion de l'histoire (page 28) les charges qui grèvent de plus en plus le bilan des exploitants. Rappelons en quelques exemples :

- clause de minimum d'imposition
- rétrocession de territoire
- utilisation de la main-d'oeuvre locale
- contrôle étroit de l'entreprise par la puissance publique
- achat des produits locaux
- etc.....

Voici par exemple quelques dispositions du contrat Shell-Koweït (Janvier 1961) :

- 70 % des employés doivent être sujets de l'Emir et 90 % en ce qui concerne la main-d'oeuvre non qualifiée.
- tous les ans, de jeunes sujets de l'Emir seront envoyés dans des universités aux frais de la compagnie, à concurrence de 15 % du personnel non originaire de Koweït. La compagnie doit leur offrir de l'emploi au retour, mais ils ne sont pas tenus de l'accepter.
- les télécommunications de la compagnie sont à la disposition de l'Emir.
- la police et les douanes affectées à la compagnie seront financées par elle, etc...

Chacune de ces clauses représente une faible charge, mais leur accumulation altère le partage dans une proportion inchiffable, mais sûrement importante. Il n'en reste pas moins que l'importance de la marge bénéficiaire permet une grande latitude dans les charges que les sociétés peuvent supporter.

Il en va tout autrement en matière minière. S'il existe encore de beaux gisements, on ne découvre plus de trésors. Une règle aussi brutale que le 50-50 serait mal adaptée dans la plupart des cas. Si l'on prend l'exemple des pays d'Outre-Mer, l'on aperçoit que la démarche est toute différente des pratiques pétrolières. Avant la découverte du gisement, les dépenses sont faibles. Au moment de la signature des conventions et des régimes fiscaux, les deux parties disposent d'un modèle chiffré relativement précis, auquel ils peuvent adapter une fiscalité "sur mesures", qui tienne compte du financement, du marché éventuel, des contraintes techniques. Alors commencent les grosses dépenses d'infrastructure et les investissements essentiels.

En général, les Etats répugnent à déroger explicitement au droit commun. Nous avons vu que les ressources fiscales d'Outre-Mer reposaient sur les redevances ad valorem et les taxes à l'exportation. La fiscalité directe et légère (20 à 25 %), et les bénéfiques sont souvent exonérés s'ils sont réinvestis sur place. Il faut y ajouter les droits à l'importation. Ces derniers sont particulièrement nuisibles dans le cas du matériel nécessaire à l'exploitation. (Remarquons qu'en matière pétrolière, le matériel est presque toujours exonéré). La démarche habituelle de ces Etats consiste en un aménagement des impôts ordinaires qui, sous couleur de généralité, s'applique uniquement à l'entreprise. Un exemple dans ce sens est fourni par la bauxite de Guinée : il est prévu une exonération en Guinée pour une catégorie ouverte de fournitures, mais qui ne servent en fait qu'aux installations de la Société Fria.

Dans l'élaboration de ces régimes fiscaux, un partage sensiblement égal des profits est généralement admis. Mais une modulation du droit commun permet plus de souplesse. Le contrat Miferma est jusqu'ici la seule exception. Dans le cas de l'Uranium de Franceville, un 50-50 avait été envisagé initialement, mais il lui fut préféré un régime de droit commun à base de redevances, car cela assurait à l'Etat des ressources dès le début de l'exploitation ; le partage était plus favorable à la société qu'un 50-50 en cas de rentabilité moyenne, plus favorable à l'Etat en cas de forte rentabilité.

D'autre part, les mineurs n'aiment pas le 50 50 parce que le partage est trop évident, et ils redoutent les tollés que soulèvent les dérogations à ce principe, comme dans le cas de l'E.N.I.. Nous avons vu d'ailleurs qu'il était difficile d'apprécier l'incidence exacte des 50 50 pratiqués chez les pétroliers.

En ce qui concerne les conséquences économiques, on serait tenté de croire qu'un partage des bénéfiques est économiquement neutre. En fait, en raison des règles habituellement adoptées pour l'amortissement fiscal, il apparaît une perte sèche qui, dans notre modèle, est par exemple de 3,8 % pour $k = 10\%$ dans le cas du 50-50. Seul serait neutre un partage des bénéfiques exonérant la rémunération du capital.

Si l'on tient compte de la recherche, une distorsion apparaît à l'évidence du fait que le prospecteur doit supporter la totalité des pertes éventuelles, alors qu'il n'espère que la moitié des bénéfiques. Cette difficulté peut être résolue dans le cadre de certains modes d'associations, comme nous allons le voir.

En résumé, il apparaît qu'un partage des bénéfiques, dans la mesure où la rente est positive et certaine, a peu d'inconvénients économiques. Le partage égal entre l'Etat et l'entreprise est de nos jours installé dans les moeurs. La plupart des régimes fiscaux actuels sont établis et jugés par référence à ce principe, implicitement ou explicitement. Les différences sont généralement faibles, et le 50-50 reste le pôle d'attraction.

7 - ASSOCIATION AVEC L'ETAT

En théorie, un partage parfait de la rente serait assuré par une participation de l'Etat à tous les frais, dans une proportion égale à sa part des bénéficiers. Il n'y aurait plus d'imposition à proprement parler. Aussi n'existe-t-il pas de telles formules, mais dans beaucoup de contrats pétroliers récents, une association avec l'Etat est prévue, sans jamais se substituer à la fiscalité.

Un caractère commun à tous ces contrats, c'est que l'Etat refuse d'assumer les risques de la recherche. La forme la plus ordinaire est une option sur une partie des actions, que l'Etat lève au moment où il juge que l'affaire est rentable. Le problème est de savoir à quel prix ces actions seront acquises : si ce prix est le cours d'émission, l'Etat bénéficie d'une partie de la rente sans avoir couru de risques ; s'il les achète au cours du jour, les vendeurs en tireront un profit important. Le contrat Japon-Arabie est ambigu à cet égard. Au contraire, l'accord Shell-Koweït prévoit que l'Emir aura un intérêt de 20 % dans la société, contre paiement de 20 % des frais de recherches et d'exploitation encourus jusqu'alors, à l'exclusion de tout bonus. Cette dernière clause alourdit fortement l'incidence de ces bonus pour la société.

Dans le cas des accords Mattei avec l'Iran, l'association est au contraire explicite d'emblée. Comme nous l'avons vu, la société d'Etat, la N.I.O.C. souscrit la moitié du capital social, mais tous les frais de recherches sont supportés par l'E.N.I.. Si l'on s'en tient à la lettre du contrat, ces frais ne sont jamais remboursés. La contribution de la N.I.O.C. apparaîtrait ainsi comme une dispense de loyer ou de cash-bonus.

Ce contrat n'est pas un 50-50 assorti d'une association, car tous les risques ont été assumés par l'E.N.I.. Ce n'est pas non plus un 75-25, car la N.I.O.C. participe pour moitié aux frais d'exploitation. Entre ces deux limites, un chiffre exact ne pourrait être avancé qu'en évaluant l'importance du risque de la recherche a priori, et le montant des frais de recherches et d'exploitation a posteriori.

Toutes ces formules exigent qu'à un moment ou un autre l'Etat paie le prix de son association. Cela n'offre pas de difficulté pour l'Emir de Koweït, qui place de toutes façons ses revenus en Grande-Bretagne, mais bien des pays d'Afrique s'avèrent incapables de lever les options qu'ils prennent généralement sur une partie du capital des exploitations minières. Ainsi la part du Gouvernement du Gabon dans la Société des Pétroles d'A.E.F. a décliné d'année en année.

L'Etat trouve plusieurs avantages dans ces associations : c'est pour lui un bon moyen d'être en partie maître des ressources de son sol ; cela lui permet de se mettre au courant des affaires et de contrôler de plus près les entreprises. Si l'exploitation se développe, il trouve là un bon placement.

De leur côté, les exploitants sont divisés. Lorsque leur rente est mal assurée, ils voient quelque avantage à l'association, qui permet à l'Etat de connaître leurs difficultés et le rend parfois plus compréhensif. Il semble que ce soit le cas dans plusieurs pays d'Outre-Mer.

Par contre, les rentes pétrolières sont souvent élevées, et tout partage supplémentaire répugne à l'exploitant. En outre, le contrôle de l'Etat devient plus facile et par là plus strict, ce qui peut coûter cher. Mais cette formule se développe comme le montrent la plupart des contrats récents.

*

* *

CONCLUSION

Les conséquences économiques des différentes formes d'imposition caractéristiques des industries extractives ont été examinées de deux manières.

D'une part, sur le modèle théorique exposé en annexe 2 nous avons tenté d'isoler l'influence de la fiscalité sur le sur- ou sous-investissement, et de chiffrer la perte correspondante.

Rappelons les principaux résultats dans ce schéma :

- un cash-bonus est neutre
- une redevance ad valorem pousse au sous-investissement
- un loyer pousse au sur-investissement. Il en résulte que la combinaison d'un loyer et d'une redevance peut être neutre. La difficulté de l'ajustement tient au fait qu'il faut connaître les réserves en place.

- un impôt sur les bénéfices n'est pas neutre. On pourrait croire qu'il est équivalent de maximiser la rente ou la moitié de cette rente, mais une distorsion apparaît en raison du fait que la valeur actualisée des amortissements n'est pas égale à l'investissement initial.

Dans la mesure où la rentabilité de l'exploitation n'est pas compromise par le prélèvement fiscal, il apparaît que la perte sèche est faible dans tous les cas.

Mais, d'autre part, nous avons examiné un certain nombre de conséquences de la fiscalité observées dans la réalité et dont les hypothèses simples du modèle ne sauraient rendre compte. Ainsi, un cash-bonus peut être nocif, et une redevance élevée handicape gravement les mines. L'imposition peut donc influencer fortement l'utilisation optimale des ressources. Cependant, nous l'avons dit en introduction, la fiscalité n'est pas une science exacte. Lorsque la rente est élevée, son partage est affaire politique plus qu'économique. Mais dans le cas contraire, l'Etat ne reste pas absurdemment attaché à une imposition qui conduirait l'exploitation à la ruine. Ainsi en période de crise, les Etats du Moyen-Orient assouplissent les "posted prices" ; au Sahara, le taux de la redevance est abaissé pour les exploitations en difficulté ; le Venezuela lui-même envisage de diminuer les impôts.

En matière minière, où la rente est à peu près chiffrable, c'est souvent sur un projet d'exploitation du gisement que la fiscalité est négociée, Ainsi, les hypothèses de notre modèle sont inversées. Dans ce cas ce n'est pas la fiscalité qui a des conséquences économiques, mais les contingences économiques qui déterminent la fiscalité.

De l'ensemble de ces remarques, il semble résulter que la fiscalité a peu d'influence sur les modalités de l'exploitation et sur le choix des investissements. Les contraintes techniques, l'état du marché et les possibilités d'écoulement jouent un rôle dominant. Mais, d'une part, une fois l'exploitation engagée, les impôts infléchissent les résultats financiers, et d'autre part, c'est là un point essentiel, ils sont un des facteurs qui incitent une société à s'installer ou non dans un pays.

*

*

*

CONCLUSION GENERALE

Au terme de cette étude, il importe de situer la fiscalité dans l'ensemble des préoccupations des exploitants, lorsqu'ils choisissent d'investir dans un pays.

Avant toute chose, ils s'intéressent aux conditions géologiques, qui indiquent les chances de découverte, et à la situation géographique, dont dépendent les possibilités de transport. Si le pays semble intéressant, une autre motivation intervient : être présent sur le marché.

Alors sont examinés les rapports avec l'Etat.

- Leurs aspects juridiques : nous avons vu l'importance du régime des titres miniers, et leur influence sur le partage de la rente. En outre, l'exploitant voudra savoir s'il jouira de la liberté de gestion, de la liberté des exportations, et de la libre disposition des bénéfices.

- Leurs aspects politiques : les sociétés ne veulent pas être à la merci d'un changement de régime, d'une révolution ou d'une nationalisation.

- Leurs aspects fiscaux : à cet égard, les exploitants disent volontiers qu'ils veulent rentrer dans leurs frais le plus vite possible. D'où l'importance du régime des amortissements. Le partage de la rente et les modalités de l'imposition interviennent moins. Il n'en serait certes pas de même si les exigences des Etats étaient très différentes dans le monde. Il n'en est pas ainsi.

Ce que l'on observe en effet aujourd'hui, c'est d'un côté de jeunes Etats qui désirent attirer des capitaux, de l'autre des compagnies qui cherchent dans le monde entier de nouvelles sources de matière première. Dès qu'un territoire semble prometteur, toutes les grandes sociétés y font leur apparition, en réclamant les conditions pratiquées ailleurs. Les minerais, et plus encore le pétrole, prennent un caractère de plus en plus international.

C'est ce caractère qui justifie le besoin que l'on ressent d'institutions juridiques à l'échelle mondiale ; c'est lui qui explique pourquoi les systèmes fiscaux bougent tous en même temps ; c'est lui enfin qui explique pourquoi le partage de la rente tend à s'uniformiser partout.

*

*

*

INFLUENCE DE LA P.R.G.

Nous ne voulons donner qu'un exemple de l'influence de la P.R.G. sur le comportement de l'exploitant, et prendrons ici le cas d'une P.R.G. française, réemployée avant 5 ans en métropole. Le calcul de la P.R.G. est d'ailleurs actuellement contesté, et un contentieux sépare l'Administration française, la R.A.P. et ESSO : le litige porte sur le point de savoir si en limitant la P.R.G. par la moitié des bénéfiques, ces bénéfiques s'entendent avant déduction des frais de recherches ou après. Il y a eu un glissement au détriment de l'exploitant entre les termes de la loi et les modalités de son décret d'application.

Nous étudierons donc les deux cas, pour montrer l'importance de définition précise de l'assiette de cette provision.

De plus, nous nous placerons en régime permanent : c'est-à-dire que les recettes et les dépenses restent constantes pendant les périodes d'exploitation envisagées.

*

*

*

Nous appellerons :

<u>A</u>	le chiffre d'affaires de la société,
<u>F</u>	le montant total de ses frais (exploitation, amortissement fiscal) au regard de l'Administration,
<u>R</u>	le montant de ses recherches inproductives effectuées,
et <u>P</u>	la P.R.G.

(ces chiffres s'entendent par exercice)

1 - P.R.G. CALCULEE APRES DEDUCTION DES FRAIS DE RECHERCHE

La P.R.G. est limitée par

$$\left\{ \begin{array}{l} R \quad \quad \quad (1) \\ \frac{A - F - R}{2} \quad \quad \quad (2) \\ 0,275 A \quad \quad \quad (3) \end{array} \right.$$

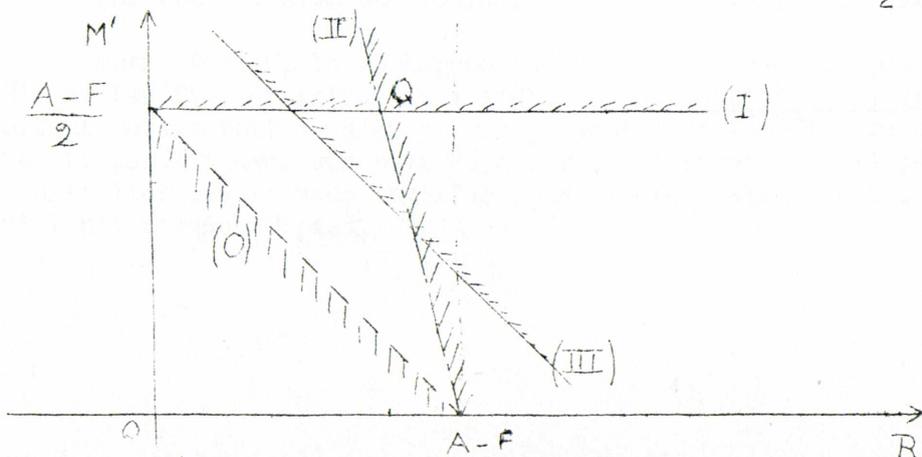
A la fin de l'exercice, l'exploitant dispose d'un bénéfice brut de $(A - F - R)$; il peut en déduire une P.R.G. P. Il reste une masse M imposable suivant l'impôt sur les sociétés au taux de 50 % : $M = (A - F - R) - P$. De plus, comme l'on s'est placé en régime permanent, il a libéré une somme égale au montant de sa P.R.G. de l'exercice antérieur. Il dispose donc d'un bénéfice distribuable M' :

$$M' = \frac{A - F - R - P}{2} + P = \frac{(A - F - R) + P}{2}$$

Etudions la variation de M' suivant le volume de recherches R et de P.R.G. Les limites (1), (2) et (3) de la P.R.G. définissent les frontières (I), (II), (III) de variation de M' dans le plan (R, M') :

- (I) correspondant à $P = R$ $M' = \frac{A - F}{2}$
- (II) correspondant à $P = \frac{A - F - R}{2}$... $M' = \frac{3}{4} (A - F) - \frac{3}{4} R$
- (III) correspondant à $P = 0,275 A$ $M' = \frac{A - F}{2} - \frac{0,275 A}{2} - \frac{R}{2}$

L'absence de P.R.G. se traduit par $P = 0$ et $M' = \frac{A - F}{2} - \frac{R}{2}$ (0)



(L'échelle des abscisses a été prise double de celle des ordonnées)

A partir de C, les recherches marginales sont payées par moitié par l'exploitant, et au-delà de D, elles lui incombent pour 3/4 de leur montant.

L'exploitant fera donc probablement le montant de recherche maximum qui ne lui coûte rien : c'est-à-dire celui qui correspond au moind C :

$$\hat{R} = 0,275 A$$

En ce point, le rapport du bénéfice distribuable au bénéfice avant impôt est :

$$\rho = \frac{M'}{M' + I} \cdot \frac{\frac{A - F}{2}}{A - F - R} = \frac{1}{2 - \frac{2 \cdot 0,275 A}{A - F}}$$

$$\frac{1}{2} \leq \rho \leq \frac{3}{4}$$

2. Gisement moyen : F > 0,175 A

C'est le cas le plus courant.

Le même calcul montre que les recherches sont entièrement financées par l'Etat lorsque leur montant est inférieur à $R_c = \frac{A - F}{3}$

C'est ce que les exploitants reconnaissent par la "règle du tiers" : lorsque le montant des recherches est inférieur ou égal au tiers du bénéfice brut, il est entièrement à la charge de l'Etat.

Au-delà, l'exploitant finance 3/4 des recherches marginales entreprises. Il a donc souvent intérêt à limiter ses recherches à ce fameux tiers.

$$\hat{R} = \frac{A - C}{3}$$

Cette somme est inférieure à 0,275 A, montant des recherches dans le cas précédent.

En ce point :

$$\rho = \frac{M'}{M' + I} = 0,75$$

En l'absence d'autres impôts, se trouve réalisé un 75/25, en faveur de la société. La part de l'exploitant reste cependant limitée à 50 % du bénéfice avant recherches. Si les recherches sont stériles, c'est en fait un 50/17. Il faudrait aussi tenir compte de la redevance et des impôts, comme l'impôt de distribution.

2 - P.R.G. CALCULEE SANS DEDUCTION DES FRAIS DE RECHERCHES

La P.R.G. est limitée par

$$\left\{ \begin{array}{l} R \quad (1) \\ \frac{A - F}{2} \quad (2) \\ 0,275 A \quad (3) \end{array} \right.$$

Nous retrouvons ici trois frontières :

(I) $M' = \frac{A - F}{2}$

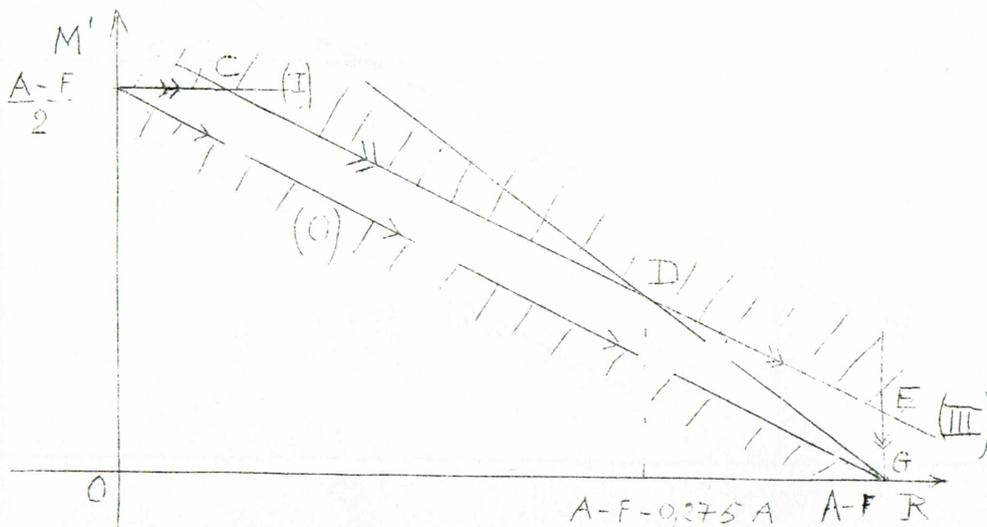
(II) $M' = \frac{3}{4} (A - F) - \frac{R}{2}$

(III) $M' = \frac{A - F}{2} + \frac{0,275 A}{2} - \frac{R}{2}$

Les frontières II et III étant parallèles dans le plan (R, M'), l'une exclut l'autre. Une coïncidence correspond à $F = 0,45 A$.

Nous retrouvons ici deux cas à étudier :

1. $F < 0,45 A$



Jusqu'en C, la recherche ne coûte rien à l'exploitant, car elle est financée entièrement par l'Etat. Au-delà, elle est supportée pour moitié par l'exploitant. Il arrive que pour un total de recherches supérieur à R, le montant déductible dépasse la somme des impôts que la société devrait à l'Etat en l'absence de P.R.G. : il apparaît alors un crédit d'impôt.

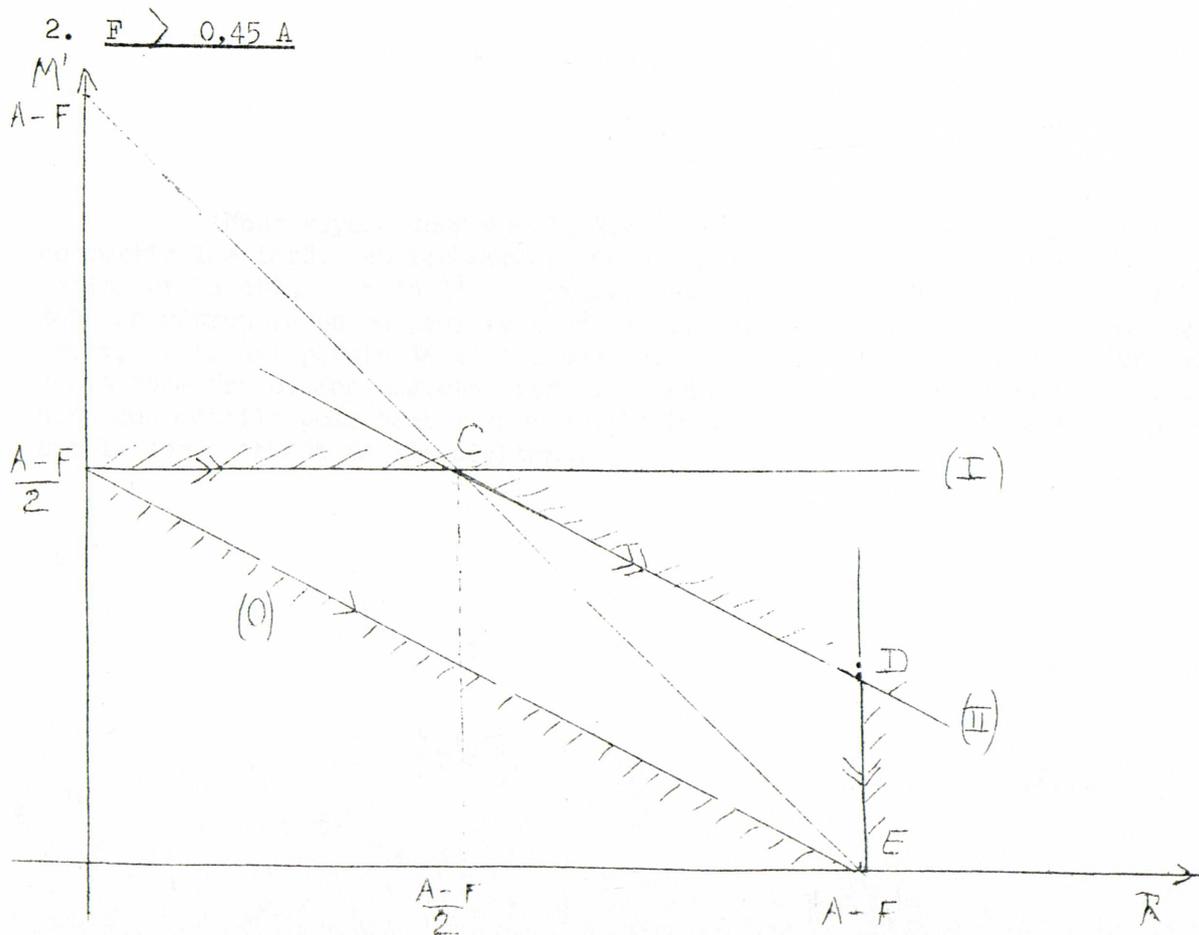
Mais en pratique, ce cas ne se présente pas car l'exploitant tendra à faire le maximum de recherches gratuites pour lui : c'est-à-dire :

$$R_c = 0,275 A$$

En ce point :

$$\rho = \frac{M'}{M' + I} = \frac{\frac{A - F}{2}}{A - F - R}$$

$$\frac{1}{2} \leq \rho \leq 1$$



Lorsque l'exploitant fait un montant de recherches supérieur à $\frac{A - F}{2}$, il participe pour moitié aux recherches marginales. Il apparaît alors un crédit d'impôt comme précédemment. L'exploitant se place en général en C, où il fait le maximum de recherches gratuites pour lui :

$$\hat{R} = \frac{A - F}{2}$$

En ce point,

$$\rho = \frac{M'}{M' + I} \neq 1$$

L'exploitant ne paie aucun impôt.

*

* *

Nous voyons donc que la P.R.G. réalise en France la possibilité de convertir les impôts en recherches, dans certaines limites définies par la législation et la situation de l'entreprise, sans qu'il en coûte un sou à l'exploitant. Mais en métropole on ne peut souvent pas libérer toute la P.R.G. à laquelle on a droit, et il est permis de l'utiliser sous 3 ans en territoires non métropolitains de la zone franc. Son assiette est alors changée, et nous n'avons pas voulu entrer dans ces détails pour nous borner à l'influence essentielle d'une telle provision sur le comportement de l'exploitant.

*

* *

./...

Influence d'une redevance et d'une P.R.G. combinées

Une redevance de taux k majore les frais F de kA . Elle minore généralement les frais de recherches entrepris : le taux de redevance étant généralement supérieur à 10 %, et le pourcentage des frais d'exploitation dans les prix postés les plus bas du Moyen-Orient de l'ordre de 7 %, nous obtenons :

$$F + kA > 0,17 A$$

Le montant des frais de recherches s'élève alors à :

$$\frac{A - F - kA}{3}$$

Le cas où s'applique la règle du tiers est donc le plus fréquent.

Cas général

Nous ne donnerons ici que les formules du calcul :

- A chiffre d'affaire
- F montant des frais d'exploitation
- R montant des frais de recherche
- P montant de la P.R.G.
- I montant des impôts
- k taux de la redevance ad valorem (k peut être fonction de A, ou de la taille des gisements)
- λ taux d'impôt sur les B.I.C.

La masse distribuable est :

$$M' = A - (F + R) - I$$

avec $I = kA + \lambda \left[\frac{A}{p} - (F + R) - kA - \frac{P}{p} \right]$

soit : $M' = A(1 - k)(1 - \lambda) - F(1 - \lambda) + P$

Les limites de la P.R.G. étant :

- (1) $P \leq R$
- (2) $P \leq qA$
- (3) $P \leq p \left[\frac{A}{p} - (F + R) \right]$

Il y correspond les limites de variation de M' :

- (I) $M' = (1 - \lambda) \left[\frac{A}{p} (1 - k) - \frac{F}{p} \right] - R (1 - 2\lambda)$
- (II) $M' = (1 - \lambda) \left[\frac{A}{p} (1 - k) - \frac{F}{p} \right] + qA - R(1 - \lambda)$
- (III) $M' = (1 - \lambda) \left[\frac{A}{p} (1 - k) - \frac{F}{p} \right] + p(A - F) - R \left[1 - \lambda (1 - p) \right]$

L'impôt de distribution jouerait sur M' : l'actionnaire ne peut recevoir au maximum que :

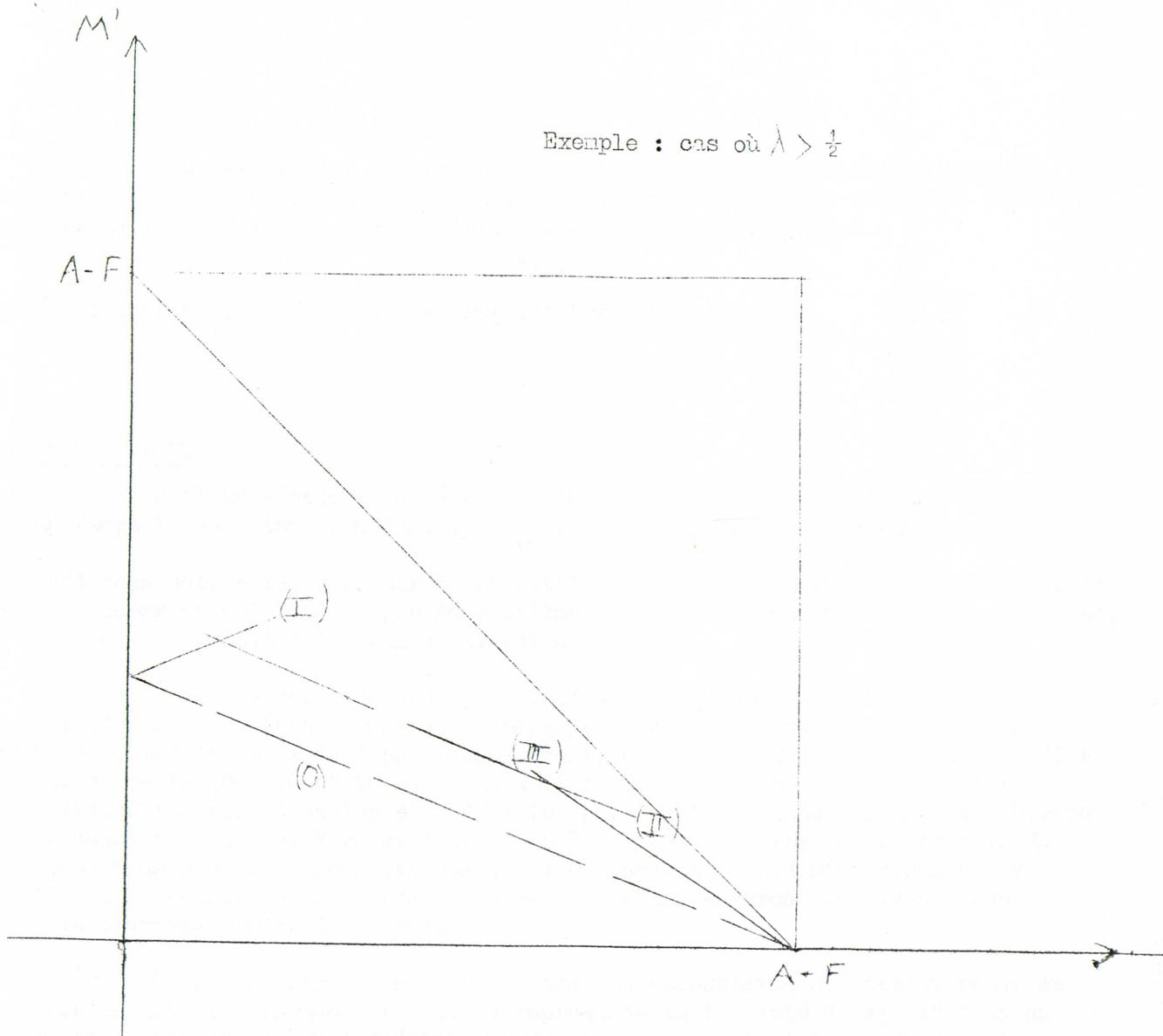
$$(1 - x) M' \quad \text{si } x \text{ en est le taux.}$$

./...

L'impôt de distribution ne joue que dans les comparaisons entre systèmes globaux, et interfère avec l'impôt sur le revenu de l'actionnaire.

L'importance de la valeur $1/2$ du taux de l'impôt sur les bénéfices apparaît particulièrement dans l'équation (I) : si λ était supérieur à $0,5$ la masse distribuable serait d'autant plus grande que l'on ferait plus de recherches.

On peut utiliser la représentation graphique suivante, comme précédemment :



*

*

*

INFLUENCE ECONOMIQUE DE LA FISCALITEDANS UN MODELE PARTICULIER

Nous étudierons le comportement d'un exploitant voulant uniquement maximiser son bénéfice global B' , actualisé au début de la vie du gisement. Si B représente le bénéfice de l'exploitation avant impôt, nous aurons :

$$B = B' + B'',$$

B'' étant la part de l'Etat ou des propriétaires du sol.

I GISEMENT UNIQUE

Soit un gisement de réserves connues R_1 que la société peut exploiter en un temps T , au rythme constant $r_1 = \frac{R_1}{T}$. Soit a_1 le prix de la matière extraite supposé constant, a les dépenses d'exploitation proportionnelles au tonnage extrait. Nous supposons qu'il n'y a pas de problème de vente et posons : $R = R_1 (a_1 - a)$, $r = r_1 (a_1 - a)$. Soit j le taux d'intérêt continu.

S'il y a des dépenses fixes indépendantes du tonnage total ou du rythme d'extraction (cash bonus par exemple), elles n'interviendront pas, dans ce modèle, sur le choix de T par l'exploitant, puisqu'elles diminuent son bénéfice actualisé de la même quantité quel que soit T (Il faut toutefois que B' reste positif). Elles feront varier cependant le "pay out time" constaté en leur absence d'une quantité qui peut être variable avec T . Ne retenant pas ici le critère du pay out, nous n'en tiendrons pas compte et supposons ces dépenses nulles, y compris les dépenses de recherches passées que nous ne ferons intervenir que dans la deuxième partie de l'étude.

Nous supposons les investissements nécessaires D faits au début de l'exploitation et tels que : $r = kD$. k représente la facilité d'exploitation du gisement relativement aux investissements : forages, installations d'extraction dans les mines, moyens d'évacuation. La variable de décision est D ou T .

1. Aucune fiscalité

T étant choisi, étudions le bénéfice procuré par les t premières années de l'exploitation. Ici, $B'(t, T) = B(t, T)$

$$\left\{ \begin{array}{l} B(t, T) = -D + \int_0^t r e^{-jt} dt \\ r = kD \\ R = Tr \end{array} \right. \quad \text{soit } B(t, T) = R \frac{k-j}{kjT} - \frac{R e^{-jt}}{jT}$$

Le bénéfice final de l'exploitation est $B_T = B(T, T)$

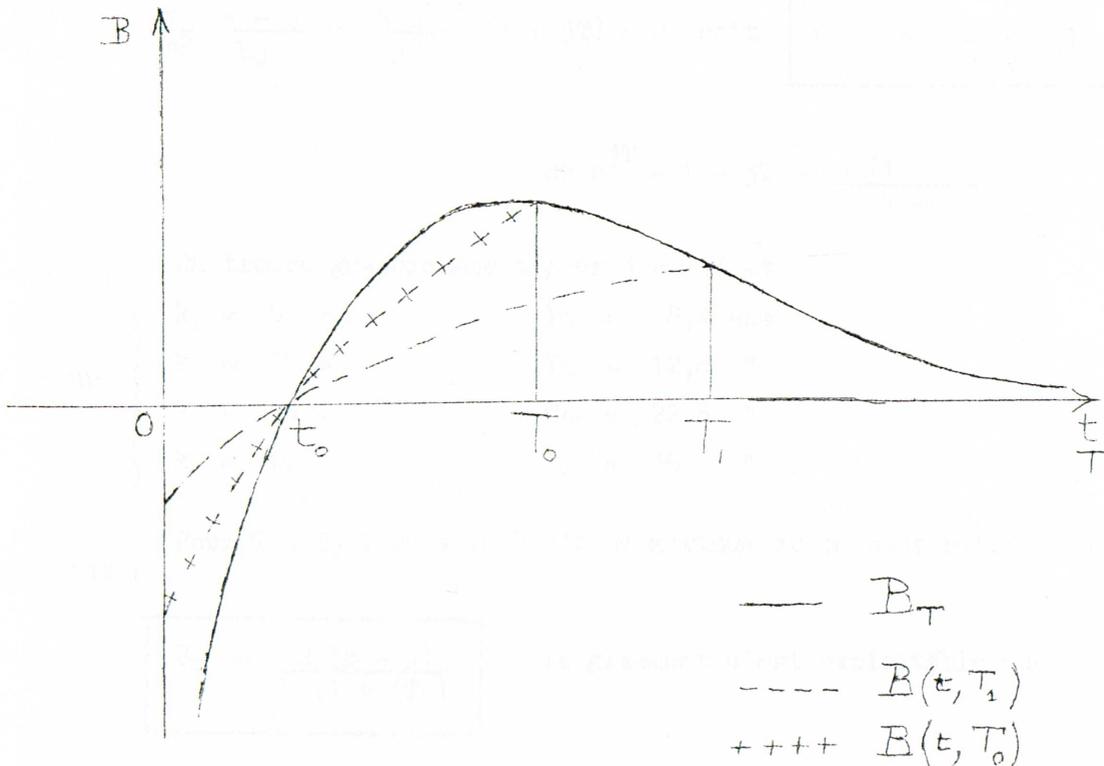
Si T est très faible, il faut des investissements très grands :

$$B_T \sim -\frac{R}{RT}, \quad T \rightarrow 0$$

Si T est très grand et les investissements assez durables pour ne pas être renouvelés, B_T tend vers zéro par valeurs positives, les recettes étant très éloignées :

$$B_T \sim \frac{R(k-j)}{kjT}, \quad T \rightarrow +\infty$$

B_T a la forme indiquée ci-dessous.



Pay out time

$B(t, T)$ part de $B = -\frac{R}{kT}$ pour $T = 0$ pour atteindre B_T pour $t = T$.

$B(t, T)$ s'annule pour $t = t_0$ tel que

$$e^{jt_0} = \frac{k}{k-j} = 1 + \frac{j}{k-j}$$

On remarque que t_0 est indépendant de T . Le pay out ne dépend que du gisement, par k , quel que soit le rythme d'exploitation. C'était prévisible, les investissements et les recettes annuelles étant proportionnels à ce rythme.

Pour k assez grand, $t_0 \sim \frac{1}{k-j} \sqrt{1 - \frac{j}{2k}}$

Le calcul exact donne pour $j = 7\%$

($k = 57\%/an$	$t_0 = 1,9$ an
	$k = 32\%$	$t_0 = 3,5$ "
	$k = 15\%$	$t_0 = 9$ "
	$k = 10\%$	$t_0 = 17$ "

Exploitation optimum

T sera choisi pour maximiser B_T , c'est-à-dire pour annuler $\frac{dB_T}{dT}$

$$\frac{dB_T}{dT} = -\frac{R}{T^2} \frac{k-j}{kj} + \frac{R e^{-jT}}{jT^2} (1+jT) = 0 \quad \text{soit} \quad \boxed{e^{jT_0} = \frac{k}{k-j} (1+jT_0)}$$

$$\text{ou } e^{jT} - 1 - jT = \frac{j(1+jT)}{k-j}$$

On trouve graphiquement pour $j = 7\%$ et

pour	}	$k = 57\%$	$T_0 = 8,4$ ans
		$k = 32\%$	$T_0 = 12,8$ "
		$k = 15\%$	$T_0 = 22,6$ "
		$k = 10\%$	$T_0 = 35$ "

Pour $T = T_0$, on a le bénéfice maximum qu'on peut retirer du gisement :

$$\boxed{B_0 = \frac{R(k-j)}{k(1+jT_0)}}$$

le gisement n'est exploitable que si $\boxed{k > j}$

2. Avec fiscalité

Supposons l'existence d'une redevance de taux λ et un loyer l .

$$B'(t, T) = -D + \int_0^t (r - \lambda r - l) e^{-jt} dt = R \frac{k(1-\lambda) - j}{kjT} - \frac{l}{j} - \frac{R(1-\lambda) - lT}{jT} e^{-jt}$$

Pour T très faible, $B'_T \sim -\frac{R}{kT}$;

Pour T très grand, $B'_T \sim -\frac{l}{j} + R \frac{k(1-\lambda) - j}{kjT}$

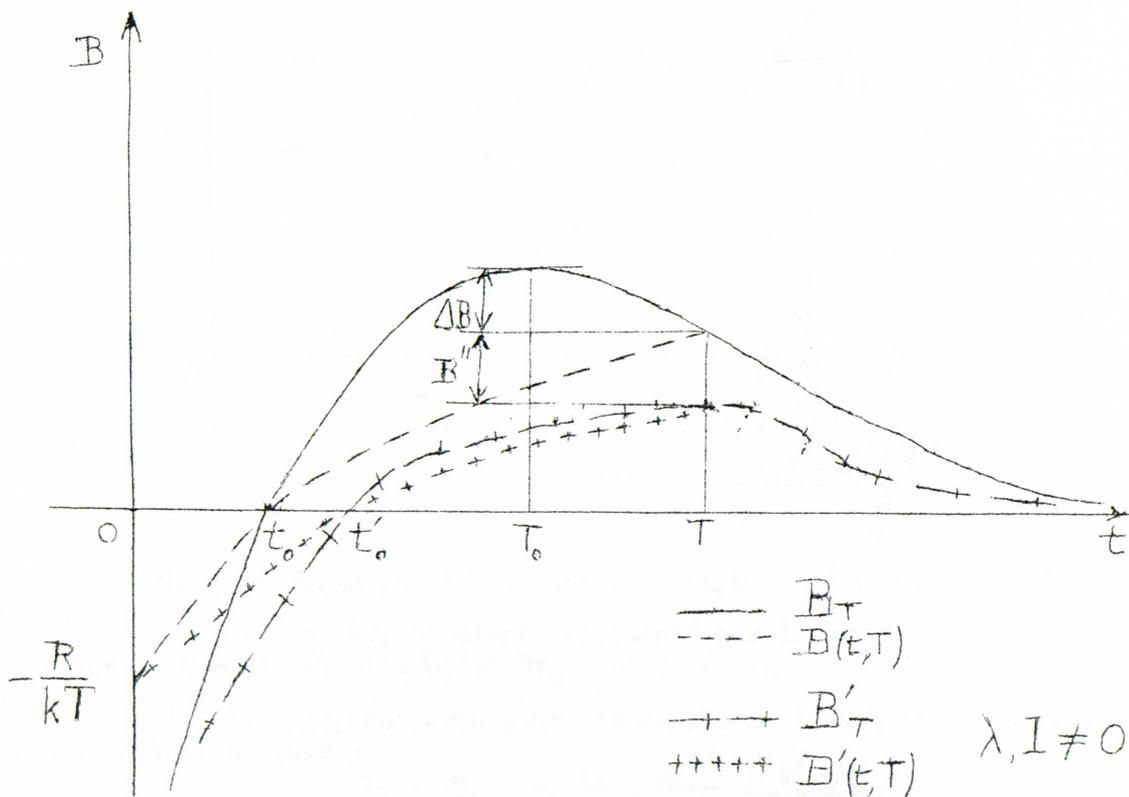
$B'(t, T)$ part de $B' = -\frac{R}{kT}$ pour $t = 0$ pour atteindre B'_T pour $t = T$.

Pay out time

$B'(t, T)$ s'annule pour :

$$e^{jt} = k \frac{(1-\lambda) - \frac{lT}{R}}{k(1-\lambda) - j - k \frac{lT}{R}} = 1 + \frac{j}{k(1-\lambda) - j - \frac{k l T}{R}}$$

Le pay out est encore indépendant de T si $l = 0$. Il est augmenté à la fois par l'existence de λ et celle de l .



Exploitation optimum

T est donné par $\frac{dB_T}{dT} = 0$, soit, en posant $\frac{1}{R} = l'$

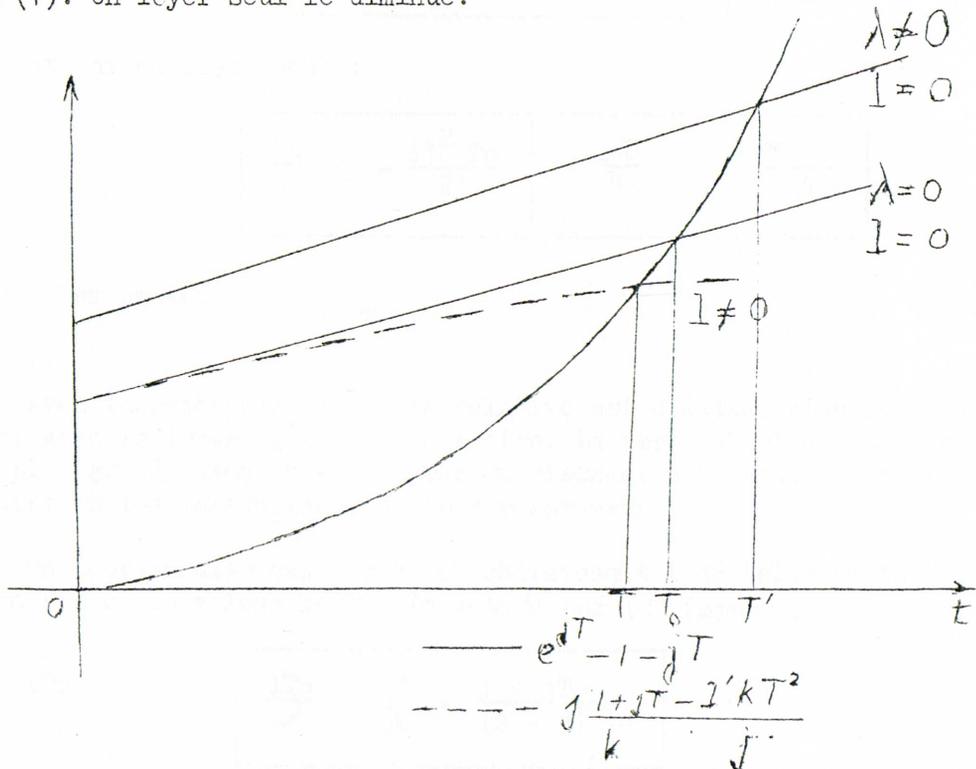
$$e^{jT} = k \frac{(1 - \lambda)(1 + jT) - l'jT^2}{k(1 - \lambda) - j} = 1 + jT + j \frac{1 + jT - l'kT^2}{k(1 - \lambda) - j} \quad (1)$$

Le bénéfice maximum de l'exploitant est maintenant :

$$B' = \frac{R}{k} \frac{(1 - \lambda) \sqrt{k(1 - \lambda) - j} - l' \sqrt{2kT(1 - \lambda) - jT} + \sqrt{1 + l'^2 k T^2}}{(1 - \lambda)(1 + jT) - l'jT^2}$$

$$B' = \frac{R}{k} \frac{k(1 - \lambda) - j}{1 + jT} \quad \text{pour } l = 0 \text{ et il faut alors } k(1 - \lambda) > j$$

Une redevance seule augmente le temps d'exploitation d'après l'équation (1). Un loyer seul le diminue.



(.)

La part reçue par l'Etat est : $B''(t, T) = \int_0^t (r + 1) e^{-jt}$

$B_T^I + B_T^H = B_T$, B_T étant représenté par la courbe valable dans l'absence de fiscalité. Or : $B_T < B_{T_0}$ si $T \neq T_0$

Il s'ensuit une perte pour l'ensemble de l'Etat et de la société, que nous allons évaluer :

$$B_T - B_{T_0} = \frac{(T - T_0)^2}{2} \sqrt{\frac{d^2 B_T}{dT^2}} \Big|_0$$

$$\frac{\frac{d^2 B}{dT^2}}{\frac{d^2 B}{dT^2}}_0 = - \frac{R (k - j) j}{k T_0 (1 + j T_0)} \quad \text{d'où} \quad \boxed{\frac{B_T - B_{T_0}}{B_{T_0}} = - \frac{(T - T_0)^2}{2} \frac{j}{T_0}}$$

En dérivant l'équation (1), on obtient :

$$\boxed{T - T_0 = \frac{\lambda (1 + j T_0)}{(k - j) j T_0} - \frac{T_0 l'}{j}} \quad (2)$$

La combinaison d'un loyer et d'une redevance diminue l'écart $T - T_0$ et donc la perte ΔB .

On en déduit les pertes causées par une redevance seule :

$$\boxed{\frac{\Delta B}{B} = - \frac{\lambda^2}{2} \frac{(1 + j T_0)^2}{(k - j)^2 j T_0^2}}$$

et par un loyer seul :

$$\boxed{\frac{\Delta B}{B} = - \frac{l'^2 T_0}{2j} \quad \left| \quad \frac{\Delta B}{B} = - \frac{l'^2}{2jT}} \right.$$

en posant : $\lambda = \frac{lT}{R}$

Avec la redevance, la perte relative est d'autant plus forte que k est petit; avec le loyer, c'est le contraire. La perte absolue est donc beaucoup plus grande avec un loyer pour un gisement à k grand que pour k petit, c'est-à-dire où les investissements sont relativement plus faibles.

On peut annuler ces pertes en choisissant l de telle sorte que $T = T_0$. L'équation (1) ou la valeur de $T - T_0$ donnée par (2) impose :

l'no
$$\boxed{\frac{l T_0}{R \lambda} = \frac{l'}{\lambda} = \frac{1 + j T_0}{(k - j) T_0}}$$

Le loyer nécessaire est proportionnel à la redevance.

On a alors : $B'' = R \sqrt{\frac{\lambda}{Tj}} = \frac{l'}{j} \sqrt{1 - e^{-j T_0}} = \frac{R \lambda}{T_0} \left(1 + \frac{l'}{\lambda}\right) \frac{(1 + k T_0)}{k (1 + j T_0)}$

et la condition $B'_{T_0} \geq 0$ impose, compte tenu de $B'_{T_0} + B''_{T_0} = B_{T_0}$:

$$B''_{T_0} < B_{T_0} \text{ soit : } \lambda + j \leq \frac{T_0 (k - j)}{1 + kT_0} \quad \text{ou} \quad \lambda \leq \frac{T_0^2 (k - j)^2}{(1 + kT_0)^2}$$

Si on a l'égalité, toute la rente est prise ainsi par l'Etat, sans qu'il y ait la moindre perte.

Remarque :

Nous avons défini le taux de redevance par x s'appliquant sur $r = r_1 (a_1 - a)$. En fait, le taux λ' s'applique sur $r_1 a_1$. Cela ne change rien à la théorie si on ne peut jouer sur a , dépense d'exploitation proprement dite, et il suffit de remplacer λ' par $\lambda = \frac{a_1}{a_1 - a} \lambda'$. Ne pas l'oublier pour inter-

préter les résultats numériques : a doit être très faible devant a_1 pour le pétrole, mais doit représenter une proportion importante de a_1 dans le domaine minier. Pour un même λ , le λ' , taux de redevance sur la valeur de la production, doit être plus faible pour les mines que pour le pétrole.

3. Avec fiscalité comprenant un impôt sur les bénéfices de taux $(1 - y)$

Si les dépenses d'investissement D ne sont pas amortissables, on retombe sur le cas de la redevance, puisque le bénéfice annuel b est égal à r .

Autrement, elles peuvent être amorties de différentes façons :

Soit : $d(t)$ dt l'amortissement pendant la période dt . Le bénéfice de l'exploitant à l'instant t de son gisement de vie totale T qu'il a choisie est :

$$B'(t, T) = -D + \int_0^t [y(r - d) + d] e^{-jt} dt.$$

a) Si $d(t)$ est tel que $\int_0^T d(t) e^{-jt} dt = D$, $B'_T = yB_T$.

L'impôt sur les bénéfices est alors neutre et n'introduit aucune distorsion dans l'exploitation. Il en est de même pour un amortissement quelconque, si on permet à l'exploitant de rémunérer au taux d'intérêt du marché le capital non encore amorti en exonération d'impôt.

b) Amortissement linéaire = $d(t) = \frac{D}{T}$. L'amortissement se fait par quantités constantes : On obtient :

$$B'(t, T) = R \frac{k y T - j T + 1 - y}{k j T^2} - R \frac{k y T + 1 - y}{k j T^2} e^{-jt}$$

RESULTATS

j = 7 %

k	Pay out time donné par $e_j t = \frac{k}{k-j}$ ou pour k grand t $\frac{1}{k-j} \times$ $(1 - \frac{j}{2k})$ sans fiscalité	Temps optimum sans fiscalité $e_j t = 1 - jT =$ $\frac{j(1+jT)}{k-j}$		Perte de rente $-\frac{\Delta B}{B}$ par une redevance $\frac{\Delta B}{B} = -\frac{\lambda^2 (1+jT_0)}{2(k-j)^2 j T^3}$		Perte de rente $-\frac{\Delta B}{B}$ par un loyer $\frac{\Delta B}{B} = -\frac{1+j^2 T_0}{2j} =$ $-\frac{j^2}{2j T_0}$ en posant $\lambda = \frac{1T_0}{R}$		Loyer annulant l'effet de la redevance sur T. Nous donnons : $\lambda = \frac{1+jT_0}{(k-j) T_0}$	Limitation de la redevance pour qu'avec le loyer précédent : B' 0 $\lambda = \frac{T^2 (k-j)^2}{(1+kT)^2}$
		jT ₀	T ₀	$-\frac{\Delta B}{B}$	λ	$-\frac{\Delta B}{B}$			
10 %	17 ans	2,44	35 ans	1,1 λ ²	20 %	$\frac{4,4}{100}$	0,2 λ ²	3,3	6 %
					10 %	$\frac{1,1}{100}$			
15 %	9 ans	1,58	23 ans	0,6 λ ²	20 %	$\frac{2,5}{100}$	0,3 λ ²	1,5	16 %
					10 %	$\frac{6}{1000}$			
32 %	3,5 ans	0,9	13 ans	0,2 λ ²	20 %	$\frac{8}{1000}$	0,5 λ ²	0,6	50 %
					10 %	$\frac{2}{1000}$			
57 %	9,3 ans	0,58	8,4 ans	0,03 λ ²	20 %	$\frac{1,2}{1000}$	0,9 λ ²	0,4	53 %
					10 %	$\frac{0,3}{1000}$			

Pay out time : Il est défini par :
$$e^{jT} = \frac{kyT + 1 - y}{kyT + 1 - y - jT} = 1 + \frac{jT}{kyT + 1 - y - jT}$$

Il n'est plus indépendant de T.

Durée d'exploitation : T sera choisi pour maximiser $B'(T, T) = B'T$ soit pour

$$e^{jT} = 1 + jT + jT \frac{y + jT}{(ky - j)T + 2(1 - y)}$$

T est donc différent du temps optimum T_0 défini par $e^{jT_0} = 1 + jT_0 + j \frac{1 + jT_0}{k - j}$

Il y a donc une perte sèche = $\frac{\Delta B}{B} = - \frac{j}{2T_0} (T - T_0)^2$.

Deux dérivations successives de l'équation donnant T permettent d'avoir $T - T_0$ avec une précision assez grande :

- pour $k = 10 \%$, $T - T_0 = 14 d(1 - y) - 3,5 d^2 (1 - y)$
pour $y = 50 \%$, on obtient $\frac{\Delta B}{B} \approx - \frac{3,8}{100}$, la perte n'est pas négligeable.
- pour $k = 57 \%$, $T - T_0 = 0,2 d(1 - y)$,
 $\frac{\Delta B}{B} \approx \frac{1}{2000}$, la perte est négligeable.

L'amortissement exponentiel donne des résultats du même ordre.

II RECHERCHE et EXPLOITATION

A. 1. Soit une société - ou un particulier - commençant la recherche du pétrole avec une somme déterminée R actualisée à la fin de la période de recherches. Elle a une probabilité $1 - p$ de ne rien trouver et, pour simplifier, une probabilité p de trouver un gisement semblable à celui étudié dans la 1ère partie, donnant alors un bénéfice $B_T - R$, s'il n'y a pas d'autres recherches, actualisé au début de l'exploitation.

Il faut d'abord que $(1 - p) R$ soit assez faible pour éviter la ruine de la société. Ensuite, la société peut chercher à maximiser l'espérance

mathématique de son revenu qui est $1 - y$, py étant le taux de l'impôt sur les bénéfiques. (Nous supposons ici l'amortissement fait de telle sorte que l'impôt sur les bénéfiques soit neutre au sens de la première partie).

$$b_1 = - (1 - p) R + py (B_T - R) \quad b_1 = - \left[1 - p (1 - y) \right] R + py B_T$$

La société choisira T pour maximiser B_T comme nous l'avons vu dans la première partie.

La société ne se lancera dans la recherche de ce seul gisement que si $b_1 > 0$, l'impôt sur les bénéfiques peut faire en sorte que $b_1 < 0$, alors que $-R + pB_T > 0$. On ne peut dire alors que l'impôt sur les bénéfiques est neutre.

De plus, la perte $\frac{\Delta B}{B_{T_0}}$ due à la fiscalité est faible, comme nous l'avons vu, mais la perte $\frac{p\Delta B}{pB_{T_0} - R} = \frac{\Delta B}{B_{T_0} - \frac{R}{p}}$, qu'il faut considérer ici, peut

être beaucoup plus importante, sinon au Moyen-Orient où $\frac{R}{p} = 30$ R/t et où B peut être de 3.000 R/t , du moins aux Etats-Unis, en France, au Gabon et même au Sahara. La perte peut alors être non négligeable et être au moins doublée avec des recherches de l'ordre de 1.000 R/t et un bénéfice de 2.000 R/t .

2. Si la société fait pendant l'exploitation de son premier gisement des recherches pour le même montant R , actualisé à la fin de la vie T de son gisement, recherches déductibles de son bénéfice, l'espérance de son revenu est alors :

$$b_2 = - (1 - p) R + p \left[y (B_T - R - R e^{-jT}) + py B_T e^{-jT} \right]$$

En supposant le deuxième gisement exploité de la même façon pour simplifier :

$$b_2 = b_1 + py (-R + pB_T) e^{-jT}$$

(y est un facteur dans tous les termes dépendant de T).

Si donc il y a un impôt sur les bénéfiques, on peut trouver des cas pour lesquels $b_1 < 0$, tandis que $b_2 > 0$. La recherche d'un gisement isolé n'est pas rentable, alors que l'entrée de la société dans le cycle de la recherche et de l'exploitation peut l'être. Le temps optimum d'un gisement n'est d'ailleurs plus le même que dans le cas précédent et il s'ensuit une perte sur chaque gisement. Mais cette perte est inévitable et due au décalage entre les recherches et l'exploitation des gisements successifs alors que la perte par fiscalité peut être supprimée, par exemple s'il n'y a aucune imposition.

3. On pourrait continuer avec plusieurs recherches successives.

$$B(y, n) = - (1-p) R + p \left[y (B_1 - R - R e^{-jT}) \right] + p e^{-jT} \left[(B_T - R - R e^{-jT}) y + py e^{-jT} (B_T - R - R e^{-jT}) \right]$$

$$b(y, \infty) = b_1 + y (p B_T - R) \frac{p'}{1 - p'} \quad \text{en posant } pe^{-jT} = p'$$

$$b(1, \infty) = (p B_T - R) \sqrt[1 + \frac{p'}{1 - p'}]{\quad} \quad y = 1 \text{ s'il n'y a pas d'impôt sur les bénéfices.}$$

La perte relative à considérer est toujours $\frac{p \Delta B_T}{p B_{T0} - R}$.

B. S'il y a une P.R.G. comme en France, et en admettant que les recherches Re^{-jT} ne dépassent pas les limites de la P.R.G., on a de la même façon :

$$1. \quad b'_1 = b_1$$

$$2. \quad b'_2 = - (1 - p) R + p \sqrt[1 - y]{\quad} (B - R - 2Re^{-jT}) + Re^{-jT} + pyBe^{-jT}$$

$$b'_2 = b'_1 + p e^{-jT} \sqrt[1 - 2y]{\quad} pyB_T + R (1 - 2y)$$

Si $y < 1/2$, c'est-à-dire si l'impôt sur les bénéfices est supérieur à 50 %, la société exploitant un gisement a intérêt à faire le maximum de recherches quel que soit p .

$b'_2 = b_2 + pe^{-jT} R (1 - y)$, b'_2 est toujours supérieur à b_2 . Le mécanisme de la P.R.G. renforce donc l'avantage de la déductibilité des recherches pour un exploitant et les recherches ont ainsi plus de chance d'être rentables.

$$3. \quad b'(y, \infty) = b_1 + \sqrt[1 - 2y]{\quad} pyB_T + R (1 - 2y) \frac{pe^{-jT}}{1 - pe^{-jT}}$$

$$b'(1, \infty) = b(1, \infty)$$

Les équations donnant le temps d'exploitation optimum ne sont plus les mêmes qu'en l'absence de P.R.G., y n'est plus en facteur dans les termes dépendant de T , et ici il y a une nouvelle distorsion fiscale.

BIBLIOGRAPHIE SOMMAIRE

- Sur la fiscalité en général : André Turcq - Finances et Fiscalité (Delmas)
- Sur les aspects juridiques : Congrès d'Aix-en-Provence (1958)
Colloque de Royaumont (1959)
- Sur l'histoire : La Politique Pétrolière Internationale par Daniel Durand (Que Sais-je ?)
L'Empire du Pétrole par Harvey O'Connor (Editions du Seuil)
 - * sur la politique de Standard-Oil en Amérique du Sud :
Revue : Fortune (Octobre 1951 et Janvier 1957)
 - * sur l'Arabie : Ibn Séoud, par Benoit-Méchin
 - * sur les productions et redevances au Moyen-Orient :
Revue l'Economie (10 Janvier 1957)
- Sur la fiscalité américaine : Oil Property Evaluation by John M. Campbell
A Study on Oil Depletion Allowance by Cleary, Gottlieb etc...
Supplementary Memoranda relating to the Oil Depletion Allowance
(Ces deux derniers documents nous ont été confiés par la Compagnie Française de Pétrole)
- Sur la fiscalité Outre-Mer : Rapport de la Commission des Mines du Commissariat au Plan - 1954
La Revue de l'Industrie Minérale
La Revue : Industrie et Travaux d'Outre-Mer
- Sur le régime O.C.R.S. : Le régime minier fiscal du pétrole saharien par MM. Bouyssou et Masounabe
- Ont été consultées les collections des revues :
 - Petroleum Press Service
 - La Revue Pétrolière
 - La Revue de l'I.F.P.
 - La Revue de l'Energie

La plupart des contrats ont été publiés dans ces revues. D'autres nous ont été confiés par le Bureau de Recherches de Pétrole, la Direction des Mines et la Direction des Carburants, ainsi qu'un certain nombre de documents non publiés.