

FONDS MONÉTAIRE INTERNATIONAL

Régimes fiscaux des industries extractives: conception et application

Préparé par le Département des finances publiques

Approuvé par Carlo Cottarelli

15 août 2012

Table des matières	Page
Abréviations, acronymes et définitions.....	4
Résumé Analytique.....	6
I. Introduction	8
II. Conception et évaluation des régimes fiscaux des industries extractives	12
A. Les principales caractéristiques des industries extractives sur le plan fiscal.....	12
B. Objectifs des régimes fiscaux applicables aux industries extractives	16
C. Principaux dispositifs fiscaux applicables aux industries extractives.....	18
D. Instruments financiers applicables aux industries extractives	22
E. Comment interpréter les effets de la fiscalité sur les opérations de prospection, d'exploitation et d'extraction	28
F. Analyse de scénarios de la fiscalité des ressources naturelles : le modèle FARI.....	31
G. Évaluation d'autres régimes fiscaux	31
III. Administration et transparence	35
IV. Recettes tirées des IE	38
A. Recettes publiques tirées des IE.....	38
B. Taux effectifs d'imposition en pratique	40
V. Principaux problèmes courants	41
A. Stabilité et crédibilité	41
B. Questions internationales	43
C. Fiscalité et octroi de droits	44
Graphiques	
1. Évolution des prix du pétrole et du cuivre.....	14
2. Prévisions de prix du pétrole et résultats	14
3. Composition des recettes publiques.....	28

4. Pétrole et mines : taux effectifs moyens d'imposition.....	32
5. Pétrole : recettes publiques par pays 2001–10.....	39
6. Mines : recettes publiques par pays, 2001–10.....	39
7. Mines et pétrole : recettes publiques par pays, 2001–10.....	39
8. Pétrole : recettes publiques, 2001–10.....	40
9. Mines : recettes publiques, 2001–10.....	40

Encadrés

1. Formes de partage de la production.....	21
2. Deux formes principales d'impôts sur les rentes.....	24
3. La fiscalité des IE dans les pays à revenu élevé.....	29

Appendices

I. Consultations avec les organisations de la société civile (OSC) et les entreprises extractives : principaux points.....	46
II. Industries extractives : assistance technique en régimes fiscaux depuis 2006.....	49
III. Aspects de l'impôt sur les sociétés qui revêtent une importance particulière pour les industries extractives.....	52
IV. Quel taux de.....	58
V. Modélisation des effets de la fiscalité sur la prospection et l'exploitation des ressources naturelles.....	59
VI. Évaluation des différents mécanismes d'imposition de la rente à l'aide du modèle FARI	60
VII. Autres aspects d'une administration fiscale efficace des industries extractives.....	75
VIII. Données sur les recettes utilisées dans le présent document.....	78
IX. Amélioration des données sur les recettes tirées des ressources naturelles.....	80
X. Estimation des taux d'imposition effectifs pour les entreprises des industries extractives.	82

Tableaux des appendices

1. Objectifs et indicateurs mesurables.....	60
2. Régimes fiscaux du pétrole.....	62
3. Exemples de projets.....	64
4. Résultats avec incertitude quant aux cours du pétrole.....	65
5. Régimes fiscaux miniers évalués.....	71
6. Exemple de projet d'exploitation aurifère.....	72
7. Résultats avec incertitude des cours de l'or.....	74
8. Pays de l'échantillon.....	78
9. Exemples de calcul du taux d'imposition effectif différentiel pour les mines.....	84
10. Exemples de calcul du taux d'imposition effectif différentiel pour le pétrole.....	85

Graphiques des appendices

1. AT sur l'imposition des ressources naturelles par secteur, exercices 06-12.....	50
2. Nombre de missions et autres activités par exercice, exercices 06-12.....	50

3. Évaluation des mécanismes financiers du pétrole : approche déterministe/optimiste	63
4. Résultats avec incertitude quant aux cours du pétrole	65
5. Analyse de VMA pour un projet de 290 millions de barils	68
6. Évaluation des mécanismes miniers	73
7. TEMI attendu avec incertitude des cours de l'or.....	75
8. Distribution des TEMI pour les compagnies pétrolières	87

Encadré des appendices

1. Valeur monétaire attendue des décisions d'exploration	67
--	----

Bibliographie.....	88
--------------------	----

ABRÉVIATIONS, ACRONYMES ET DÉFINITIONS

ACC	Abattement au titre du capital social (à des fins fiscales)
Accords préalables de prix	Accord entre l'administration fiscale et le contribuable quant à la méthode de valorisation des transactions prévues à des fins de prix de transfert
ACE	Abattement pour fonds propres (à des fins fiscales)
AEO	<i>Annual Energy Outlook</i> , Département de l'Énergie des États-Unis
AT	Assistance technique
Cantonnement	Périmètre financier dans lequel les coûts et les recettes de sociétés partageant des actionnaires communs peuvent être consolidés à des fins fiscales
Chalandage fiscal	Utilisation des réseaux de conventions fiscales pour réduire les obligations fiscales totales
CMPC	Coût moyen pondéré du capital
Comptabilisation des réserves	Inclusion des réserves dans le calcul de la valeur des actifs d'une société à des fins de cotation boursière
<i>Cost oil</i>	Part de la production totale sur laquelle peut s'effectuer le recouvrement des coûts
CPP	Contrat de partage de la production
DROP	Taux journalier de production (sert de barème pour le partage du <i>profit oil/gas</i>)
FARI	Analyse financière des industries de mise en valeur des ressources naturelles (système de modélisation du Département des finances publiques du FMI, FAD)
<i>Fracking</i>	Fracturation hydraulique (injection d'eau, sable et composés chimiques pour fracturer les schistes de manière à libérer le pétrole ou le gaz qui s'y trouvent piégés)
GAAP	Principes comptables généralement admis (États-Unis)
GNL	Gaz naturel liquéfié (méthane super refroidi pour pouvoir être stocké et transporté sous forme liquide)
IE	Industries extractives
IETR	Taux d'imposition effectif différentiel (appendice X)
Intérêt passif (<i>carried interest</i>)	Part détenue dans un projet pour lequel le détenteur ne s'acquitte pas d'un prix du marché ou dont les obligations font l'objet de contributions de tiers
IS	Impôt sur les sociétés
ITIE	Initiative pour la transparence des industries extractives
IVR	Impôt variable sur le revenu
LTBR	Taux obligatoire à long terme
METR	Taux d'imposition effectif marginal

Partage de la production	Dispositif financier applicable à l'exploitation pétrolière en vertu duquel la production à un point de livraison en surface est partagée entre une entité publique et une entreprise privée
Participation gratuite	Parts d'une société minière accordée à une entité publique sans contrepartie (dans la pratique allant souvent de pair avec des concessions fiscales, ou des contributions de droits ou d'infrastructures, et donc non "gratuites" <i>stricto sensu</i>)
PEM	Perspectives de l'économie mondiale, publiées par le FMI
Prime	Montant forfaitaire versé au titre de droits liés à des ressources minérales (pétrole, gaz ou ressources minières), à la signature d'un contrat, ou bien encore lorsque certains seuils de production sont atteints
<i>Profit oil</i>	Ce qui reste de la production une fois déduite la part servant au recouvrement des coûts
Proposition Henry	Taxe uniforme sur les rentes tirées des ressources naturelles...[utilisant] un abattement au titre des dépenses en capital des entreprises (Australie, Rapport Henry, 2010)
PRRT	Impôt sur la rente tirée des ressources pétrolière
Quasi-rentes	Rentes attribuables à des investissements passés, ou à des facteurs de production dont l'offre est temporairement fixe
Redevance	Montant prélevé au titre de l'extraction de produits minéraux, en général désormais <i>ad valorem</i> (pourcentage du chiffre d'affaires brut), mais il peut également être perçu par selon le volume ou le poids. Peut également varier en fonction du prix. Il s'agit parfois de redevance sur les bénéfices nets, c'est-à-dire déduction faite de certains coûts, auquel cas elle rejoint l'impôt sur le revenu ou l'impôt sur les rentes.
Rentes	Recettes qui dépassent le recouvrement de tous les coûts de production nécessaires, y compris le taux minimum de rendement du capital (parfois désignés bénéfices supérieurs à la normale).
Schiste	Roche sédimentaire abritant des pétroles ou gaz non conventionnels; du fait de sa faible perméabilité il est nécessaire de procéder à une fracturation hydraulique (<i>fracking</i>) pour l'extraction
Suramortissement (<i>uplift</i>)	Majoration, à des fins fiscales ou de recouvrement des coûts, du coût des investissements ou des pertes reportées (dans le premier cas, il s'agit souvent de "provisions pour investissement," et dans le second, de "taux d'accumulation")
TDR	Taux de rendement
TEMI	Taux effectif moyen d'imposition
TVA	Taxe sur la valeur ajoutée
VAN (x)	Valeur actuelle nette (à un taux d'actualisation de x)
VMA	Valeur monétaire attendue
WTI	West Texas Intermediate (référence pour les cours du brut, États-Unis)

RÉSUMÉ ANALYTIQUE

Cette note suggère des moyens de mieux exploiter le potentiel fiscal des industries extractives (IE — pétrole, gaz et activités minières), en particulier dans les pays en développement. Ce sujet est devenu un élément de plus en plus important des conseils de politique et économique de l'assistance technique du FMI; les récentes découvertes dans de nombreux pays en développement lui donnent un caractère urgent. L'étude présente le cadre analytique et les composantes essentielles des conseils dispensés en fonction des spécificités nationales.

Les recettes publiques tirées des IE ont des conséquences macroéconomiques majeures. Les industries extractives sont souvent à l'origine de plus de la moitié de ces recettes dans les pays riches en pétrole et en gaz naturel, et de plus de 20 % dans les pays ayant des activités minières. La dépendance à leur égard des pays riches en ressources naturelles — soit à peu près un tiers des membres du FMI — a augmenté, et cette tendance semble devoir continuer.

Les objectifs de recettes jouent un rôle important dans la conception des régimes fiscaux des industries extractives, mais impliquent des arbitrages complexes. Si la création d'emplois dans des activités connexes et le traitement des effets sur l'environnement peuvent constituer des préoccupations importantes, les recettes tirées des IE représentent souvent le principal avantage pour le pays hôte. C'est la perspective de rentes substantielles — c'est-à-dire de rendements supérieurs au minimum exigé par l'investisseur et découlant de la fixité relative de l'offre de la ressource naturelle — qui explique l'intérêt particulier des industries extractives en tant que source possible de recettes publiques.

Les régimes fiscaux des IE sont très divers et utilisent une large gamme d'instruments. L'étude tente de mesurer comment les régimes en vigueur partagent les rentes entre l'État et les investisseurs. Il ressort des données utilisées ici que, dans le secteur minier, les États prélèvent habituellement un tiers ou plus; les simulations donnent des proportions supérieures (40–60 %), mais n'appréhendent pas toutes les sources possibles d'érosion des recettes. Elles indiquent aussi que la part de l'État est plus élevée dans le *pétrole brut et le gaz naturel*:¹ 65 à 85 % environ. Les régimes fiscaux qui rapportent moins que ces moyennes de référence peuvent susciter des réserves ou — quand on ne peut raisonnablement modifier les accords — des regrets.

Les particularités nationales exigent de prodiguer des conseils sur mesure, mais un régime conjuguant des redevances et un impôt ciblant spécifiquement les rentes (en sus de l'impôt ordinaire sur les bénéfices des sociétés) est attractif pour de nombreux pays en développement. Il permet à l'État d'encaisser des recettes dès le commencement de la production et garantit qu'elles augmentent au fur et à mesure que la rente s'accroît sous l'effet d'une hausse des prix des produits de base ou d'une baisse des coûts; ce faisant, il peut aussi

¹ On emploie des italiques à la première mention des termes figurant dans le glossaire au début de la note.

renforcer la stabilité et la crédibilité du régime fiscal (bien que des procédures de renégociation puissent également être nécessaires). Il peut compenser les problèmes d'administration que pose chaque instrument. Par ailleurs, la transparence des règles et des contrats tend à améliorer la stabilité et la crédibilité. En revanche, des dispositifs fiscaux internationaux mal conçus risquent de compromettre sérieusement le potentiel de recettes.

Une administration efficace est indispensable, mais la complexité des régimes fiscaux des IE et le morcellement des responsabilités constituent souvent des obstacles majeurs.

Les redevances ne sont pas aussi faciles à administrer, et les impôts sur les rentes pas aussi difficiles, qu'on ne le croit parfois.

I. INTRODUCTION

1. **On examine ici² comment exploiter au mieux le potentiel de recettes des industries extractives (IE — pétrole, gaz et activités minières), en particulier dans les pays en développement.**³ La conception et l'application en amont de régimes fiscaux applicables aux industries extractives — mines ainsi que pétrole brut et gaz naturel — est désormais un aspect essentiel du soutien apporté par le FMI à la politique économique et de son assistance technique (AT; appendice II).⁴ L'étude a pour but d'expliquer la démarche conceptuelle et d'exposer les techniques qui guident les conseils dispensés par le FMI.⁵

2. **Les découvertes récentes et envisageables amplifient encore l'importance macroéconomique déjà très grande des industries extractives; dans de nombreux pays en développement, la conception et l'application de leur régime fiscal représente de ce fait une opportunité et un défi majeurs.** Ces questions sont également importantes dans les pays du G20, mais c'est dans les pays en développement que les problèmes qui se posent sont le moins familiers et le plus déterminants pour les résultats budgétaires et les performances économiques d'ensemble. L'appendice II décrit la portée et l'essor de l'assistance technique du FMI en matière de politique fiscale à l'égard des industries extractives.

3. **Des évolutions nouvelles et importantes, concernant notamment le pétrole, le gaz et le minerai de fer, ont lieu dans plusieurs pays à bas revenu (PBR) (tableau 1).** Cette tendance semble devoir se poursuivre, car le niveau élevé des prix des produits de base continue à stimuler l'exploration, ce qui fait augmenter le nombre de découvertes. De nouvelles sources, comme le *gaz de schiste* (et d'autres hydrocarbures non conventionnels), offrent des possibilités dans nombre de pays et de nouveaux matériaux obligent à accroître la production de minerais rares. Il est probable que de grandes quantités de ressources restent à

² La réalisation de cette étude a bénéficié de réunions de consultation avec des représentants de la société civile et de sociétés d'IE ainsi que d'un appel à commentaires: l'appendice I résume les opinions exprimées; les remarques reçues se trouvent sur le site <http://www.imf.org/external/np/exr/consult/2012/NR/Comments.pdf>,

³ Les recettes publiques non tirées de ressources naturelles ont fait l'objet d'un précédent document de politique économique du FMI intitulé *Mobilisation des recettes dans les pays en développement* (<http://www.imf.org/external/np/pp/eng/2011/030811.pdf>) et d'autres aspects budgétaires de la gestion des richesses naturelles sont traités dans un document associé intitulé *Les cadres de la politique macroéconomique dans les pays en développement riches en ressources naturelles* (<http://www.imf.org/external/np/pp/eng/2012/082412.pdf>).

⁴ Il n'y a eu qu'à peu près quatre exemples de conditionnalité du Fonds dans ce domaine au cours des vingt dernières années, le plus récent étant un repère structurel à échéance de juin 2012 concernant l'instauration en Sierra Leone d'un impôt sur la rente provenant des ressources en minerais. On a usé plus fréquemment de la conditionnalité pour la transparence des IE et pour l'audit de sociétés de ce secteur.

⁵ Sur ce point, on puise beaucoup dans l'ouvrage récent du Département des finances publiques réalisé par Daniel, Keen et McPherson (2010).

découvrir. Selon les estimations de la base de données sur la richesse des nations (Banque mondiale, 2006 et 2010), la valeur des actifs du sous-sol connus par km² en Afrique subsaharienne n'est que le quart de celle des pays à revenu élevé. Ces dernières années, les réserves prouvées ont augmenté à l'échelle mondiale et les taux d'extraction se sont accélérés. Nul doute que cela est surtout dû aux changements technologiques et aux prix élevés. Néanmoins, les régimes fiscaux semblent jouer un rôle: en Angola, par exemple, les révisions du régime fiscal à partir de 1991 semblent avoir grandement contribué à l'essor de l'exploration et de la production en eau profonde.

4. **Le potentiel de recettes pétrolières est particulièrement important.** Pour l'Afrique de l'ouest, Gelb, Kaiser, and Viñuela (2012) estiment les coûts d'exploration et de mise en exploitation entre 6 et 14 dollars par baril; si on les applique à l'ensemble de l'Afrique subsaharienne, le prix du baril de pétrole étant de 80 dollars, et si l'on suppose que les États touchent 50 % de la différence entre le prix et le coût (et de nombreux régimes fiscaux de la région semblent prélever plus), une hausse de 1 million de barils/jour de la production ferait augmenter les recettes publiques dans la région de quelque 12 milliards de dollars par an, soit 1 % du PIB de l'Afrique subsaharienne en 2011.⁶ À lui seul, l'Angola a accru sa production d'1 million de barils par jour de 2001 à 2011, tout en faisant plus que doubler ses réserves prouvées. Dans l'ensemble de l'Afrique subsaharienne, les réserves prouvées ont augmenté de 50 % pendant cette période (pour atteindre 68 milliards de barils), de sorte que la hausse de la production journalière pourrait largement dépasser 1 million de barils en 10 ans. S'agissant du minerai de fer, on estime que les réserves de l'Afrique subsaharienne représentent 120 années de la production mondiale (sur quelque 500 au total).⁷ Si l'on pouvait exploiter toutes ces réserves et si les recettes publiques que cela procurerait devaient être (improbablement) réparties sur 500 ans, le supplément annuel de recettes publiques représenterait quelque 0,7 % du PIB de la région en 2011.⁸

⁶ Incluant le Soudan, qui se compose maintenant du Soudan et du Soudan du sud.

⁷ Estimation de BHP Billiton, présentation d'Andrew Mackenzie à la société géologique de Londres, "Mineral Deposits and their Global Strategic Supply"; 14 décembre 2011.

⁸ Les calculs du FMI reposent sur l'hypothèse d'un prix CAF du minerai de fer de 107 dollars la tonne (PEM actuelles), d'un coût total de 70 dollars la tonne et d'une part de l'État égale à 40 % de la différence.

Tableau 1. Potentiel de recettes tirées des IE dans certains pays africains

Pays/projet	Ressources extraites	Investissements en milliards de dollars	Recettes potentielles en moyenne annuelle (en milliards de dollars constants de 2011; en % du PIB de 2011)	Durée de vie du (ou des) projet(s)
Ghana, Jubilee (première phase seulement)	Pétrole brut et gaz naturel	3.15 milliards de dollars	0,85 milliard; 2.3	21 ans
Guinée, Simandou et autres	Minerai de fer	4 milliards de dollars pour un projet minier (avec 6 milliards supplémentaires pour des infrastructures ferroviaires et portuaires)	1.6 milliard de dollars; 30.7	21 ans
Libéria	Minerai de fer, pétrole brut et gaz naturel	4,5 milliards de dollars	1,7 milliard de dollars; ¹ 147.8	De 20 à 30 ans pour le minerai de fer; peut-être 20 ans ou plus pour le pétrole brut et le gaz naturel (mais pas encore de certitude)
Mozambique, Rovuma (gaz) Tete (charbon)	Gaz et charbon	20 à 30 milliards de dollars	3,5 milliards de dollars; ¹ 27.3	De 30 à 50 ans
Sierra Leone, divers	Minerai de fer, pétrole brut et gaz, diamants	4,6 milliards de dollars	0,4 milliard de dollars; 18.2	15 ans
Tanzanie	Gaz, or, nickel	20 à 30 milliards de dollars	3,5 milliards de dollars; ¹ 15.0	De 10 à 20 ans pour l'or (restant dans les mines existantes); de 20 à 30 ans pour le gaz et le nickel

Source: estimations des services du FMI.

Note: les estimations ont pour but de donner des ordres de grandeur. Les projections de recettes sont très sensibles aux hypothèses sur les prix, sur l'échelonnement de la production ainsi que sur les coûts de production et du capital.

¹ Les données représentent les recettes annuelles au point culminant de la production.

5. **Les simulations au niveau des pays confirment ce potentiel.** À cause de l'interaction de la géologie, des prix, des régimes fiscaux et du changement technologique, il est impossible de prévoir précisément le surcroît de recettes probable. Néanmoins, si l'on retient les hypothèses (certes grossières) pour l'Afrique sub-saharienne, la découverte et la mise en exploitation d'un seul puits de pétrole supplémentaire dans chacun des 18 pays au moins qui disposent d'un potentiel de pétrole brut et de gaz naturel ajouterait près de 2 % du PIB collectif aux recettes de ces pays dans les années de production maximum. L'incidence est très différente selon les pays. Le gaz naturel pourrait présenter des possibilités similaires.

6. **Le problème budgétaire fondamental est d'assurer à l'État une part "raisonnable" des rentes que procurent les industries extractives.** Les "rentes" — le montant par lequel les revenus dépassent la totalité des coûts de production, dont ceux de la découverte et de la mise en exploitation, ainsi que le rendement normal du capital — sont une base imposable particulièrement attractive puisqu'elles peuvent en principe être taxées jusqu'à 100 % sans que l'activité privée devienne non rentable. Il existe toutefois des obstacles significatifs qui rendent cela impossible dans la réalité et sur lesquels on reviendra ci-après. Par "raisonnable," on entend un partage qui donne aux investisseurs privés une incitation suffisante à explorer, mettre en service et produire; au-delà, les opinions sur ce qui est raisonnable diffèrent sans doute.

7. **L'étude s'ordonne de la façon suivante.** La section II examine les principaux aspects des industries extractives qui influent sur la conception du régime fiscal, puis traite celle-ci et l'évaluation des régimes; la section III porte sur l'administration et la transparence des recettes; la section IV présente ce que l'on sait (à savoir trop peu) des recettes publiques tirées des industries extractives; la section V est consacrée à certaines des questions actuelles et nouvelles les plus pressantes. Les appendices donnent des précisions sur les points techniques essentiels.

II. CONCEPTION ET ÉVALUATION DES RÉGIMES FISCAUX DES INDUSTRIES EXTRACTIVES

Cette section donne les grandes lignes des traits distinctifs des IE sur le plan fiscal, puis aborde les principaux problèmes de conception et d'évaluation des instruments fiscaux, à la fois individuellement et en conjonction.⁹

A. Les principales caractéristiques des industries extractives sur le plan fiscal

8. On peut citer les éléments suivants:

- **Possibilité de rentes substantielles.** Elles constituent une base imposable particulièrement attractive pour des raisons d'efficacité — et même d'équité si, comme cela arrive souvent, elles avaient bénéficié à des étrangers en l'absence d'imposition.
- **Grande incertitude** évidemment, mais pas seulement, pour les prix des produits de base, l'obstacle fondamental étant moins leur forte variabilité (graphique 1) que la difficulté de les prévoir (graphique 2).¹⁰ Il y a aussi beaucoup d'incertitudes à propos de la géologie, des coûts des intrants et du risque politique (qui va de l'expropriation aux changements futurs de régimes fiscaux, dont ceux pouvant résulter des politiques à l'égard du climat et de l'environnement).
- **Asymétrie de l'information.** Par exemple, les investisseurs privés qui se livrent à l'exploration et à la mise en exploitation sont probablement mieux informés que le gouvernement hôte des aspects techniques et commerciaux d'un projet; le gouvernement hôte sera mieux informé de ses propres intentions fiscales futures.
- **Importance des coûts irrécouvrables, qui crée des problèmes de cohérence temporelle.** Dans les IE, les projets impliquent souvent de lourdes dépenses immédiates des investisseurs qui ne peuvent être récupérées si le projet n'aboutit pas. L'équilibre du pouvoir de négociation change donc très nettement au détriment de l'investisseur et à l'avantage du gouvernement hôte une fois que ces coûts ont été engagés. Un gouvernement bien intentionné est enclin à offrir des conditions fiscales attractives avant le lancement d'un projet, mais après — quand la base imposable devient beaucoup moins élastique — il est incité à remanier le régime en sa faveur. Et le fait que les investisseurs en soient conscients peut dissuader d'investir (problème du risque ultérieur ou *hold-up*), au détriment des deux parties.

⁹ Ces thèmes sont évoqués et des éléments intéressants sont présentés dans la Charte sur les ressources naturelles (www.naturalresourcecharter.org) et dans un ouvrage financé par la Banque mondiale sur les industries extractives (www.eisourcebook.org).

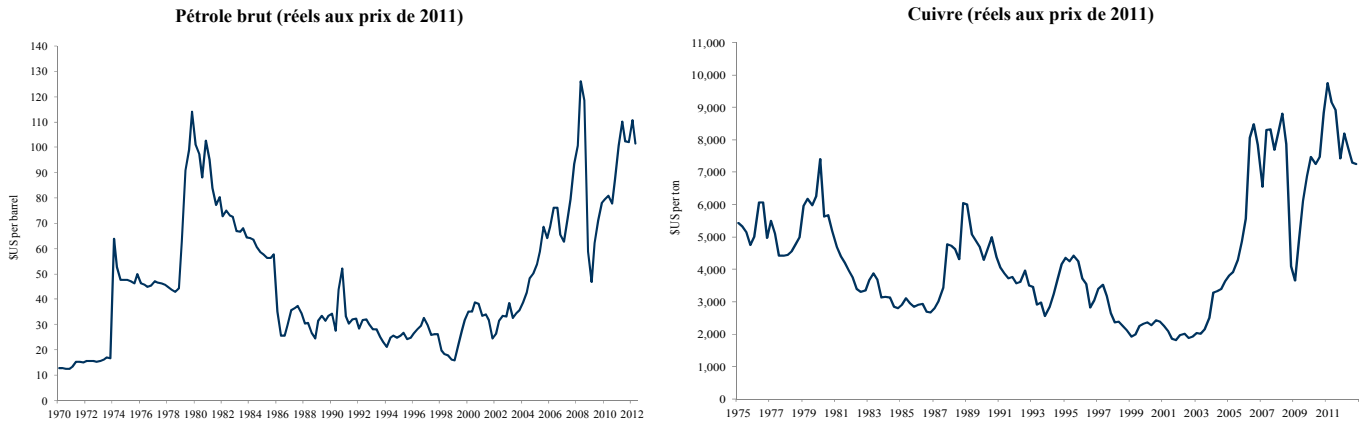
¹⁰ Le Département des études du FMI a fait de nombreux travaux sur ce thème dans les années récentes, par exemple Bowman et Husain (2004) ainsi que Reichsfeld et Roache (2011).

- ***Forte présence de sociétés multinationales dans de nombreux pays.*** ...elle pose des problèmes fiscaux complexes (parce qu'elles ont probablement une expertise supérieure à celle de la plupart des administrations fiscales des pays en développement) et le partage des avantages tirés des ressources nationales est une question sensible.
- ***...et d'entreprises publiques dans d'autres;*** elle peut poser des problèmes d'asymétrie de l'information, mais suscite aussi des préoccupations à propos de l'efficacité des opérations et de la répartition des responsabilités fiscales.
- ***Les producteurs peuvent avoir un pouvoir de marché substantiel*** quand ils contrôlent une proportion significative des gisements. Dans les activités minières, par exemple, la plus grande part des échanges internationaux de minerai de fer est effectuée par trois sociétés seulement. On considère généralement que l'Arabie saoudite est en mesure d'influer sur les prix du pétrole.
- ***Caractère épuisable.*** On peut contester l'importance de la finitude des gisements de pétrole, de gaz et de minerais pour les performances économiques à long terme et pour l'évolution des prix des produits de base.¹¹ Pour les projets individuels, toutefois, le caractère épuisable peut constituer un sérieux sujet de préoccupation; extraire aujourd'hui a comme coût d'opportunité majeur la renonciation à l'exploitation future.

9. **C'est l'importance et la conjonction de ces caractéristiques qui distinguent les IE.** À l'exception du caractère épuisable, elles se retrouvent ailleurs: ainsi, les activités de recherche des sociétés pharmaceutiques sont sujettes à une très grande incertitude et les spécificités des monopoles naturels peuvent créer des rentes substantielles dans les télécommunications. Mais, dans les autres secteurs, elles ont rarement le même poids macroéconomique (bien que certaines des leçons tirées de la taxation des IE soient susceptibles d'être appliquées à d'autres secteurs).

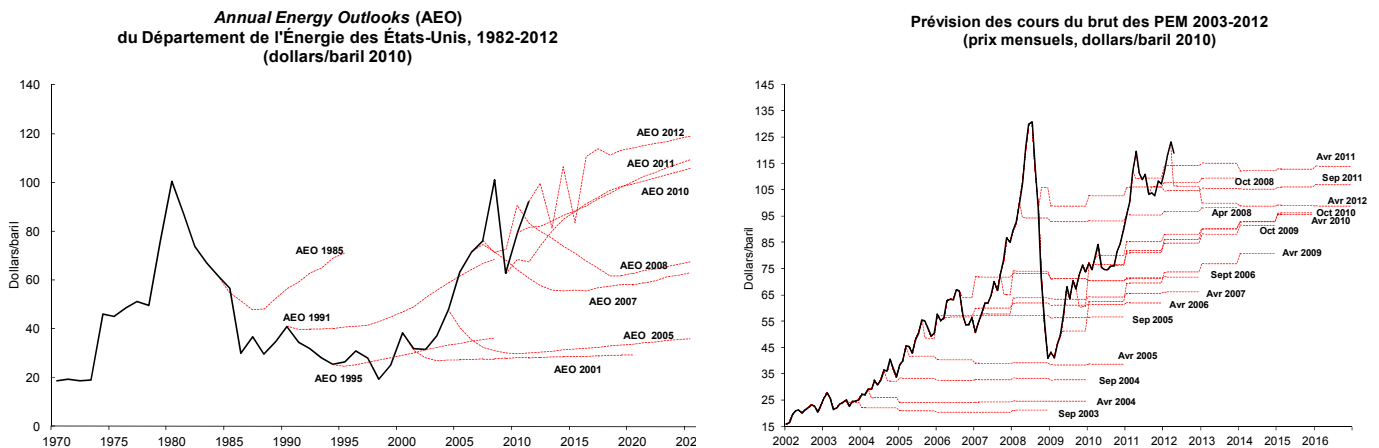
¹¹ Ainsi, les réserves de pétrole ont continué à augmenter malgré la hausse de la consommation.

Graphique 1. Évolution des prix du pétrole et du cuivre



Source: base de données des PEM du FMI.

Graphique 2. Prévisions de prix du pétrole et résultats



Sources: Perspectives du département américain de l'énergie (1982, 1985, 1991, 1995, 2000, 2004–08, and 2009–12) et Perspectives économiques mondiales du FMI (2003–12). Ossowski et al. (2008).

Note: Les lignes continues sur le graphique de gauche représentent les prix au comptant du pétrole de type West Texas Intermediate (WTI); sur le graphique de droite, elles représentent la moyenne PEM du WPI et du Fateh. Les lignes en pointillé sont des projections de prix.

10. **Il y a des différences importances entre les secteurs du pétrole, du gaz et des mines.** L'exploration est souvent coûteuse et plus risquée pour le pétrole et le gaz naturel (un puits en eau profonde peut par exemple coûter plus de 100 millions de dollars et il arrive que les chances de succès sur un nouveau site soient de 1 sur 20 ou moins). Mais les risques propres à la phase de mise en exploitation (qui fait passer de la découverte à l'extraction) et les risques d'échec pendant la phase d'extraction sont peut-être supérieurs dans les activités minières. Celles-ci peuvent aussi comporter de plus grands aléas politiques et environnementaux, car elles ont normalement lieu sur terre plutôt qu'en mer,¹² ce qui les rend plus perturbatrices pour les populations.

11. **Les structures commerciales diffèrent souvent entre le secteur du pétrole et du gaz naturel, d'une part, et celui des mines, d'autre part.** Pour des raisons fiscales, financières ou parfois technologiques, les projets du premier secteur s'inscrivent souvent dans le cadre de co-entreprises non constituées en sociétés: les associés apportent séparément des capitaux et la production est partagée. Cela crée des conflits d'intérêts dont les autorités fiscales peuvent profiter en contrôlant les coûts. Cette formule est beaucoup moins répandue dans les activités minières, où de grandes sociétés détiennent des participations majoritaires dans des entités constituées localement en sociétés.

12. **Les industries extractives, en particulier le pétrole et le gaz, traversent une période de changement.** Le *fracking* (la fracturation hydraulique), devenu viable aux prix actuels, permet de mieux exploiter les gisements de pétrole et de gaz non conventionnels situés à terre, rapprochant l'extraction du mode conventionnel. Dans les mines de cuivre, la production a continué à s'accélérer malgré la baisse de qualité du minerai parce que l'apparition de nouvelles techniques a rendu la transformation plus efficace. En outre, la volonté de transparence modifie à la fois l'ouverture de nombreuses sociétés privées présentes dans les industries extractives et ce qui est attendu des gouvernements hôtes.

13. **Les pays riches en ressources naturelles présentent de grandes différences qui influent sur la conception de la fiscalité.** Outre les différences de degré (potentiel et réel) de recours aux recettes tirées des IE, il y a des différences structurelles qui interviennent dans le choix du régime fiscal. On constate aussi des disparités dans les pratiques fiscales ordinaires (et sans doute appropriées) selon qu'il s'agit du pétrole, du gaz ou des activités minières. Dans certains pays, il n'existe qu'un petit nombre de grands projets (comme l'uranium ou le niobium au Malawi), alors que dans d'autres ils sont nombreux et on en prévoit davantage encore (cas de l'Irak). Dans quelques cas, (Guinée, Laos, Sierra Leone, Tanzanie), les obligations prévues par les accords passés sont contraignantes pour les projets en cours et ne peuvent être modifiées que lentement par convenance mutuelle. La plupart des pays ont une plus grande marge pour concevoir les régimes applicables aux projets futurs. Dans certains, les gisements connus seront bientôt épuisés (pétrole au Yémen, à Bahreïn et en Indonésie). Il

¹² Il y a des exceptions comme le dragage en mer des diamants en Namibie.

arrive que des traditions bien ancrées et les opinions nationales favorisent la participation de l'État (au Mexique, par exemple, il s'agit d'une contrainte institutionnelle, tandis que c'est une pratique habituelle dans beaucoup de pays du Moyen-Orient, notamment en Irak, au Koweït et en Arabie Saoudite); il n'en va pas de même ailleurs. Les pays qui exploitent des gisements de pétrole chevauchant les frontières font face à des problèmes fiscaux spécifiques (surtout lorsque les frontières sont disputées). Les moyens administratifs et les normes de gouvernance diffèrent énormément, et cela aussi est important.

14. De nombreux pays en développement comptent beaucoup de mineurs à l'activité artisanale, notamment pour l'or et les pierres précieuses. Dans le passé, ce secteur était important au Brésil; il l'est maintenant en Sierra Leone, au Suriname, en Tanzanie, en Thaïlande et en Zambie. Ces activités sont souvent illégales, mais encouragées par l'existence d'un contrôle des changes ou de restrictions sur les canaux de commercialisation des minerais. On ne s'appesantit pas ici sur ce sujet: les problèmes fiscaux qu'il pose (à la différence des problèmes environnementaux ou d'ordre public) sont plus comparables à ceux de la petite agriculture qu'aux activités minières à grande échelle. Néanmoins, les bonnes pratiques consistent à tenter de prélever des redevances en demandant aux négociants de retenir les fonds et de payer (au lieu d'essayer de taxer directement les mineurs, sauf peut-être pour une petite redevance au titre des permis), et à veiller à ce que les impôts sur la consommation soient recouverts dans les régions minières.

B. Objectifs des régimes fiscaux applicables aux industries extractives

15. Bien qu'elles ne soient pas la seule préoccupation des pays hôtes, les recettes représentent généralement pour eux un avantage potentiel important. La création d'emplois, directement et dans les activités liées, la réduction au minimum des perturbations causées aux populations et le traitement des conséquences sur l'environnement constituent souvent des priorités — en particulier, mais pas exclusivement, en ce qui concerne les activités sur terre. Nombre de ces objectifs peuvent avoir une incidence sur la conception du régime fiscal, mais on se concentre ici sur les problèmes de mobilisation des recettes. L'un des principaux objectifs est de maximiser la valeur actuelle des recettes publiques nettes tirées des industries extractives, et ce sont des impôts ciblés explicitement sur les rentes qui ont le plus de chances de l'atteindre: par définition, tout autre impôt entraîne des distorsions qui réduisent ces rentes et donc le montant des recettes pouvant être levées.

16. Il y a des limites au taux d'imposition des rentes — mais on ne sait pas précisément ce que pourrait être un partage “équitable” ou “raisonnable.” L'imposition intégrale des rentes se heurte à plusieurs obstacles. Du fait de l'asymétrie de l'information, le gouvernement hôte (en tant que mandant) est en général obligé de renoncer à une partie des rentes pour donner des incitations appropriées aux producteurs mieux informés (ses

mandataires).¹³ On se heurte à des difficultés pratiques pour connaître exactement les revenus et les coûts, et en raison des moyens d'évasion fiscale.

17. La conception d'un impôt sur les rentes exige aussi de bien tenir compte des coûts à tous les stades de la production, à commencer par l'exploration (y compris si elle n'aboutit pas): les rendements supérieurs au minimum requis après que des fonds ont été absorbés dans l'exploration et la préparation à l'exploitation — parfois qualifiés de “*quasi-rentes*” — ne peuvent être imposés à 100 % sans rendre l'ensemble du projet non rentable au départ. La concurrence fiscale peut aussi jouer un rôle: même si les ressources elles-mêmes sont immobiles, il est possible que la disponibilité limitée d'expertise technique et d'équipements spécialisés limite le nombre de zones où l'exploration et la production peuvent avoir lieu, de sorte que les pays offrant un régime fiscal plus généreux sont favorisés. Les considérations d'équité ne permettent pas en elles-mêmes de savoir comment les rentes devraient être partagées, bien que selon certains le gouvernement hôte ait intrinsèquement le droit de tirer le rendement maximum de sa possession de ressources naturelles.

18. Le moment de la perception des recettes, et pas seulement leur montant, peut être important. Là où l'accès aux marchés de crédit est limité — ou simplement par myopie politique — il arrive que les gouvernements préfèrent encaisser des recettes dans les premiers temps d'un projet. En revanche, la volonté de les différer (au moyen de redevances inférieures, d'un amortissement accéléré ou d'un plus grand recours aux impôts sur les rentes) est de nature à réduire le risque perçu par les investisseurs et donc le rendement attendu qu'ils exigent avant de décider d'explorer ou de mettre en exploitation.

19. Un partage efficient des risques entre l'État et les investisseurs peut limiter l'intérêt de la “progressivité” du régime fiscal des IE dans certains pays en développement ...La progressivité d'un régime fiscal — c'est-à-dire grosso modo¹⁴ le degré auquel les recettes augmentent quand le prix du produit de base s'élève ou quand les coûts de production baissent — détermine le partage du risque entre les deux parties. L'efficience exige que le risque soit davantage assumé par la partie la plus apte à le faire. Dans les pays en développement, ce sont sans doute souvent les investisseurs privés puisqu'ils sont en mesure de diversifier les gisements (même si l'on ne doit pas sous-estimer l'exposition de sociétés internationales même importantes à de grands projets uniques). Cela milite en faveur de

¹³ Supposons par exemple que seuls les producteurs sachent si les coûts d'extraction sont élevés ou bas. Avec un régime fiscal qui ne laisse pas de rente quand les coûts sont bas, aucun producteur ne peut faire de bénéfice quand ils sont élevés — même si ce projet peut générer d'importantes rentes avant impôts et être socialement désirable).

¹⁴ Ce terme est utilisé avec beaucoup d'imprécision dans les débats sur la fiscalité des ressources naturelles. On pourrait aussi le définir, par exemple, en se référant à la manière dont la valeur actuelle (VA) des impôts varie en fonction de la valeur actuelle de la durée de vie d'un projet.

régimes fiscaux qui ne soient pas spécialement réactifs aux prix des produits de base, de sorte que l'investisseur gagne quand ils montent tandis que l'État est protégé quand ils baissent.¹⁵

20. **...mais cela peut aller à l'encontre de la volonté que les recettes augmentent parallèlement aux prix du moment.** Avec une progressivité limitée, les recettes progressent moins lorsque les prix des produits de base (ou les rendements des projets) sont élevés, ce qui est susceptible de créer des difficultés politiques aux gouvernements. De même, les régimes de progressivité étant politiquement plus solides, il est possible qu'ils soient plus crédibles.¹⁶ En outre, plus un portefeuille de projets est diversifié, moins l'argument du partage des risques peut être utilisé contre la progressivité.

21. **La facilité d'administration (pour les autorités) et la discipline (pour les contribuables) sont des préoccupations générales** — comme dans tous les domaines de la fiscalité.

22. **Les gouvernements n'attachent pas tous la même importance à ces objectifs.** Ainsi, ceux qui accueillent de nombreux projets ou qui accèdent aisément aux marchés de crédit sont peut-être moins soucieux de s'assurer des paiements précoces en provenance de chaque projet. Ceux qui peuvent facilement puiser dans d'autres sources de recettes se préoccupent peut-être moins du partage des risques. Des pressions politiques puissantes peuvent s'exercer pour que l'on montre que les actifs nationaux génèrent des recettes acceptables et raisonnablement réactives aux prix en vigueur. Le tableau 2 résume les objectifs possibles des autorités, présentés comme des critères d'évaluation des différents dispositifs fiscaux exposés à la section II.D.

C. Principaux dispositifs fiscaux applicables aux industries extractives

23. Il y a deux conceptions principales des régimes fiscaux applicables aux IE: les systèmes contractuels (dont le *partage de la production* ou les contrats de services) ainsi que les systèmes d'impôts et de redevances avec délivrance de permis pour des zones. La deuxième formule domine dans le secteur minier; dans le pétrole et le gaz, les deux systèmes sont courants; et certains pays emploient des formules hybrides. Une troisième possibilité est que le paiement s'effectue largement sous forme de construction d'infrastructures physiques; cette formule, surtout pratiquée actuellement dans le cadre des investissements chinois, était aussi une caractéristique des investissements européens dans les années 1970. Dans tous les

¹⁵ Ce type d'accord limite aussi les difficultés macroéconomiques de la gestion de flux de recettes instables.

¹⁶ Boadway et Keen (2010) établissent un modèle simple d'économie politique où c'est le cas; Nellor et Robinson (1984) avancent un argument qui va dans le même sens. Stroebel et van Benthem (2010) recherchent, empiriquement et théoriquement, le lien entre la structure des contrats et le risque d'expropriation. Ils constatent par exemple que (dans la terminologie actuelle et conformément au fondement de l'argument présenté ici) les régimes sont d'autant plus progressifs sur le plan des prix que les coûts supportés par un gouvernement qui exproprie sont plus bas.

cas, le dispositif peut s'accompagner d'une participation de l'État. Il est possible de concevoir des conditions économiques équivalentes en appliquant d'autres méthodes (Daniel, 1995), mais il y a de grandes chances qu'elles impliquent des structures différentes de contrôle opérationnel.

24. **Le contraste apparent entre ces deux grandes catégories est trompeur.** La négociation au cas par cas est possible dans le cadre des deux formules et pas seulement des systèmes contractuels. Les systèmes à base d'impôts et de redevances dominaient dans le passé: les propriétaires de ressources naturelles (privés ou publics et, dans la deuxième hypothèse, parfois infranationaux) faisaient payer des redevances spécifiques ou ad valorem, le reste des revenus des industries extractives étant soumis à la fiscalité normale des entreprises. La plupart des juridictions européennes et nord-américaines ont conservé ce système, tout en introduisant une taxation plus ciblée des rentes tirées des ressources naturelles. Dans le monde en développement, en revanche, la volonté d'exprimer publiquement la souveraineté intégrale sur les ressources a conduit à la mise au point de dispositifs contractuels: redevances en contrepartie de services là où les industries existantes étaient complètement nationalisées et partage de la production là où les gouvernements souhaitaient encore attirer des investissements privés (l'Indonésie a été le pionnier de cette formule au milieu des années 1960). Les dispositifs contractuels se sont répandus là où on a donné aux compagnies pétrolières nationales un monopole effectif sur les ressources du sous-sol et le droit de contracter avec des fournisseurs étrangers d'investissements et de services.

Tableau 2. Mécanismes financiers dans les IE : évaluation par rapport aux objectifs fondamentaux

	<i>Primes</i>	Redevances	Redevances avec échelle mobile	Impôts sur les rentes de ressources naturelles	IS et IVR	Participation de l'État
Maximiser la VAN pour l'État:	Tous les risques pèsent sur l'investisseur, donc moindres recettes publiques attendues. Mais perception rapide. Composante utile des adjudications pour absorber rente anticipée	Découragement certains projets et ne capte pas les gains sur les projets qui réussissent.	Effet différent sur des projets différents. Probablement dissuasif pour les projets à basse qualité — à coût élevé.	Capte une VAN supérieure aux attentes pour l'État en échange du risque plus grand pris par celui-ci.	Relativement neutre et progressif. Vulnérable à une <i>faible capitalisation</i> .	En l'absence de toute concession (taxe Brown) maximiserait recettes anticipées de l'État en échange d'une prise de risque égale. Mais en général il y a concession, d'où distorsions.
Progressivité quand la hausse des rendements résulte des prix.	Pas de réactivité: régressif (les primes reflètent les prix anticipés et non les prix réels).	Régressif: La part de l'État dans les bénéfices diminue quand les prix des produits de base augmentent.	Effet différent (part du bénéfice) sur des projets différents.	Capte effectivement les gains, mais la hausse de la part du bénéfice peut être différée. Réduit la charge de prix bas.	Réaction immédiate de l'IVR aux changements de la rentabilité.	<i>La participation gratuite</i> est régressive (comme la retenue à la source des dividendes RSD); le portage est progressif.
Progressivité quand la hausse des rendements résulte d'une baisse des coûts.	Pas de réactivité: régressif.	Pas de réactivité: régressif.	Pas de réactivité: régressif.	Capte les gains quelle qu'en soit la cause. Diminue automatiquement charge des projets à coût élevé.	Réaction immédiate de l'IVR aux changements des coûts.	<i>La participation gratuite</i> est régressive; le portage est progressif.
Neutralité. Évite décisions d'investissement et d'exploitation qui créent des distorsions (et donc éliminent recettes potentielles)	Incidence sur les décisions d'exploration; pas d'incidence sur les décisions de développement ou d'exploitation.	Les risques dissuadent les projets marginaux et abrègent la durée de vue/réduisent la production des projets viables.	Effet différent sur des projets différents, d'où des distorsions. Risque élevé de paramètres mal spécifiés.	Neutre: la part n'est payée que par les projets qui dépassent un rendement minimum.	Dépend de la conception des paramètres. Distorsion potentielle de l'IVR due aux amortissements (modification des taux)	La participation gratuite et le portage ont une incidence négative sur les décisions d'exploration.
Assure des incitations adéquates à investir.	Augmente le risque d'exploration, mais est relativement neutre dans le cadre d'une adjudication compétitive.	Dissuasif si les redevances sont trop élevées. Risque accru de projets non viables.	Dépend des paramètres. Réduit les gains des investisseurs, ce qui est probablement dissuasif.	Peu dissuasif tant qu'il laisse à l'investisseur des gains suffisants.	Efficace tant que le taux maximum n'est pas fixé à un niveau trop élevé.	Perçue négativement par les investisseurs sauf si elle n'a aucune concession; mais certains avantages d'atténuation du risque.
Risque pour l'État.	Réduit au minimum le risque pour l'État,	Risque assumé par l'investisseur.	Risque assumé par l'investisseur.	Risque (d'absence de recettes ou de perception seulement tardive) assumé par l'État.	L'État prend un risque si le taux minimum de l'IVR est inférieur à celui de l'IS.	Dépend des modalités: la participation gratuite agit comme une RSD — faible risque; le portage agit comme une taxe sur les rentes — risque supérieur.
Réduit au minimum les formalités administratives et les risques.	Simple à administrer;	Calculs relativement simples, mais risques de mesure et d'évaluation.	Système complexe: nécessite de nombreux paramètres pour chaque minerai. Les redevances sur la marge nette exigent une définition de celle-ci.	Relativement simple. Nécessite mêmes données que l'impôt sur le revenu. Simple calcul supplémentaire (pour une taxe sur les rentes assise sur le cash flow).	Mêmes données nécessaires pour l'IVR que pour l'IS. Simple calcul supplémentaire de taux.	Complexe. Entraîne des pressions en faveur d'une négociation au détriment d'autres aspects fiscaux.

25. **En vertu des *contrats de partage de la production (CPP)*, répandus dans le secteur du pétrole et du gaz naturel, un contractant recouvre ses coûts en conservant une partie du produit physique, le *cost oil/gas*, tandis que le *profit oil/gas* restant est partagé avec l'État.** L'encadré 1 décrit les principales variantes qui sont parfois formulées dans le but d'augmenter la part du bénéfice revenant à l'État pour les projets les plus rentables.

Encadré 1. Formes de partage de la production

Taux journalier de production (DROP)	La part du bénéfice revenant à l'État augmente parallèlement au taux journalier de production du gisement ou du permis, et il y a souvent plusieurs tranches. Cette formule a deux faiblesses: la dimension du gisement est souvent peu représentative de la rentabilité et le mécanisme n'est pas progressif en fonction des prix du pétrole ou des coûts. Des tentatives ont été faites pour le conjuguer à une échelle de prix.
Production cumulée du projet	La part du bénéfice revenant à l'État augmente en fonction de la production cumulée — qui constitue également une représentation inexacte du taux de rendement réalisé par le contractant. Ces dispositifs se raréfient.
Facteur R	La part des bénéfices revenant à l'État augmente en fonction du rapport entre les revenus cumulés du contractant et ses coûts cumulés (le facteur R). C'est un progrès relativement à DROP parce qu'il s'agit d'une mesure plus directe de la rentabilité, mais qui ne reconnaît pas la valeur temporelle de l'argent (encadré 2).
Taux de rendement (TR)	C'est une forme d'impôt sur la rente (à condition que l'exploration fasse partie des coûts) dans laquelle la part de l'État est fixée par référence aux taux de rendement cumulé du contractant, aucun impôt n'étant prélevé si le chiffre obtenu est inférieur à un certain taux de référence. On utilise une tranche unique ou des tranches multiples, mais les analyses du FMI laissent penser qu'une tranche unique est efficace.

26. **Les conseils dispensés par le FMI s'inscrivent dans les deux types de systèmes et mettent l'accent sur la conception permettant dans les deux cas d'obtenir l'efficacité fiscale et la transparence du régime.** Le choix du dispositif est déterminé, au moins en partie, par les institutions, la tradition et les objectifs non financiers. Les entreprises travaillent aussi dans le cadre des deux systèmes, mais les grandes compagnies pétrolières sont plutôt défavorables aux formes contractuelles à moins qu'elles ne permettent la "*comptabilisation*" des réserves selon les règles du marché boursier. Certaines préfèrent les CPP, parce qu'ils comblent les vides juridiques et constituent des documents qui couvrent l'ensemble des activités; mais on peut tout aussi bien y parvenir au moyen d'un accord prévoyant un système d'impôt et de redevances.

27. **Dans les pays en développement, le regain de popularité des investissements en ressources naturelles couplés à des contributions aux infrastructures soulève des problèmes différents.** En principe, cette formule n'est pas compliquée: il faut faire une analyse coûts/avantages pour déterminer si les contributions en infrastructures, évaluées avec répartition des risques, offrent une rémunération des ressources équivalente au produit probable des redevances ou des impôts auxquels on renonce et, dans le cas contraire, si le

mode de fourniture des infrastructures procure des avantages compensateurs. Toutefois, il est difficile en pratique de s'en assurer.

D. Instruments financiers applicables aux industries extractives

28. **Dans le cadre de ces conceptions générales, on emploie une large gamme d'instruments.** Cette sous-section examine chacun d'entre eux sous l'angle de sa conception; les conséquences en matière d'administration et de discipline sont traitées à la section III.

29. **Le versement de primes (de signature, de découverte et de production) — peut faire partie de tout dispositif fiscal.** Ce sont des versements forfaitaires, uniques (ou parfois échelonnés) déclenchés par certains événements, ils peuvent être prévus par la législation ou négociés, et pourraient faire l'objet d'une soumission. Dans certaines adjudications de droits d'exploration de pétrole et de gaz, les primes ont été très élevées (plus d'un milliard de dollars au maximum dans l'adjudication de 2006 en Angola). Mais elles sont bien inférieures dans les adjudications offshore aux États-Unis, par exemple. Les primes à la signature deviennent pour les compagnies un coût irrécouvrable qu'elles ne peuvent récupérer qu'en cas de mise en exploitation réussie, et même ainsi le fait qu'il soit irrécouvrable peut créer un nouveau risque politique si un projet s'avère particulièrement rentable.

30. **Les redevances sur les revenus bruts¹⁷ présentent l'intérêt de procurer des recettes à l'État dès le lancement de la production.** Mais, comme elles s'ajoutent simplement aux coûts, elles peuvent rendre non viable l'extraction de certaines ressources. Elles représentent implicitement une politique d'épuisement des réserves (puisque le nombre de projets exploitables se réduit) et incitent à négocier. Quand les redevances constituent un élément important du régime fiscal global, elles tendent à devenir plus complexes car des affinements sont nécessaires pour les rendre réactives à la rentabilité (en utilisant des mesures représentatives comme le prix, la localisation ou le niveau de production). Les taux de redevances qui varient parallèlement aux prix sont une formule séduisante, mais, par définition, ils ne varient pas en fonction des coûts et ne conviennent donc pas à l'ensemble de la courbe de coût marginal des mines possibles; en outre, toute échelle de taux liée aux prix exige des ajustements fréquents quand les prévisions sont erronées.¹⁸

31. **On peut donner une justification rationnelle aux redevances dans la mesure où elles compensent une éventuelle surexploitation, mais la portée pratique de cet argument n'est pas évidente.** Ainsi, l'intérêt d'une entreprise ne correspond pas à celui de la

¹⁷ Otto et al. (2006) font une présentation détaillée des questions et des expériences relatives aux royalties. Actuellement, les grandes industries extractives les utilisent peu en tant que charge spécifique sur une unité de production.

¹⁸ La Mongolie (2007) et la Zambie (2008) ont tenté d'instaurer des impôts sur les revenus exceptionnels qui étaient en fait des royalties supplémentaires liées aux prix; ces deux pays les ont rapidement retirés.

société si elle ne reçoit pas de paiements au titre des ressources laissées dans le sous-sol au terme du contrat. L'État peut corriger cela en faisant payer des redevances qui reflètent la diminution de la valeur terminale de la ressource (Conrad, Hool et Nekipelov, 2009). En pratique, toutefois, les droits d'extraction sont en général accordés pour de longues périodes et sont renouvelables si la poursuite de l'extraction semble justifiée, de sorte que les contractants internalisent l'incidence sur la valeur terminale sauf si un prélèvement significatif est effectué au titre du renouvellement.

32. L'emploi de redevances brutes préserve les recettes d'une surestimation des coûts, mais une connaissance insuffisante de ceux-ci peut affaiblir la position de l'État.

Les entreprises sont en mesure de réduire les impôts assis sur les bénéfices en augmentant les charges déductibles, et les redevances brutes peuvent être utilisées pour se prémunir contre cette pratique.¹⁹ Mais si les redevances génèrent des recettes significatives, et si les prix baissent, les compagnies réclament une réduction des taux et les États ne disposent pas d'arguments solides pour s'y opposer quand ils n'ont pas surveillé étroitement les coûts. Les redevances sur les “bénéfices nets” et les mécanismes de ce type (répandus en Amérique du nord et du sud) s'apparentent davantage à des impôts sur les revenus qu'à des redevances; la dénomination persiste généralement parce qu'elles sont attribuées à un échelon public infranational.

33. L'impôt sur les bénéfices des sociétés (IS) est une composante essentielle de la plupart des régimes fiscaux applicables aux industries extractives. Son emploi est nécessaire pour s'assurer que le rendement normal des fonds propres soit taxé au niveau des sociétés, comme dans les autres secteurs. Certains pays appliquent un taux majoré à l'assiette habituelle de l'IS (comme l'Indonésie dans le secteur minier ainsi que le Nigeria et Trinité et Tobago dans celui du pétrole et du gaz naturel); d'autres ont des régimes distincts d'imposition des bénéfices répondant à des problèmes spécifiquement sectoriels (les plus importants sont présentés à l'appendice 3). Un impôt variable sur le revenu (IVR) est assis sur la même base imposable que l'IS, mais fait varier le taux d'imposition en fonction du rapport entre les bénéfices et les recettes brutes. Ce mécanisme est relativement simple, mais peut créer des distorsions, surtout si un taux d'imposition élevé s'applique lors de l'apparition d'un fort bénéfice comptable aux premiers temps d'un projet, avant que le rendement requis ait été atteint. L'IVT peut aussi augmenter la préférence pour l'endettement, sauf si la déduction des intérêts est limitée au taux ordinaire de l'IS.

34. Un certain nombre d'impôts ciblent explicitement les rentes des industries extractives (encadré 2). Comme l'IS taxe l'intégralité du rendement revenant aux investisseurs, dont le rendement requis pour les actionnaires, ce n'est pas un instrument précis pour atteindre les rentes. Un taux élevé de l'IS peut par exemple décourager les investissements en faisant augmenter le rendement requis avant impôt, ce que ne fait pas un

¹⁹ L'encadré 7 de Boadway et Keen (2010) explique comment.

Encadré 2. Deux formes principales d'impôts sur les rentes¹

1. La “**taxe Brown**” ou “**impôt sur le cash-flow**,” basée sur la totalité des rentrées courantes minorée de la totalité des charges courantes, prévoit un remboursement immédiat (ou un report à nouveau avec intérêt) quand ce solde est négatif. Il n'y a ni amortissement comptable, ni amortissement fiscal - tout le capital physique est immédiatement passé en charges - il n'y a pas non plus de déduction au titre des intérêts ou d'autres frais financiers. Il existe deux variantes principales:

- **Impôt sur les rentes tirées des ressources naturelles.** Il reprend de nombreux éléments de la taxe Brown, l'investisseur bénéficiant d'une *déduction supplémentaire (uplift)* au titre des pertes cumulées jusqu'à ce qu'elles soient recouvrées. (Conformément à ce qui avait été conçu au départ par Garnaut et Clunies Ross (1975), son taux est fixé de façon à assurer à l'investisseur le taux de rendement minimum requis; ce choix est maintenant très contesté, comme l'explique l'appendice 4). L'Australie recourt à ce mécanisme pour les activités minières ainsi que pour le pétrole et le gaz, tandis qu'en Angola il est associé au partage de la production. On l'applique généralement avec un cantonnement (*ring fencing*) par licence.
- **Surtaxe sur le cash flow.** L'ajustement du bénéfice comptable en rajoutant les amortissements et les intérêts, et en déduisant intégralement toute dépense en capital permet d'obtenir un cash flow net. Celui-ci pourrait aussi constituer la base d'une surtaxe. Au lieu d'autoriser une provision annuelle supplémentaire au titre des pertes reportées en avant, on pourrait ajouter une simple provision (*uplift*) pour investissement aux coûts en capital au départ du projet — c'est ce que fait le Royaume-Uni au moyen d'une déduction supplémentaire pour pertes limitée dans le temps. Dans ce pays, la surtaxe est conjuguée à l'IS conventionnel dans le cadre du même cantonnement sectoriel. Le “facteur R” ou échelle des ratios de récupération de l'investissement est une autre variante, de même que le “crédit d'investissement” des contrats indonésiens de partage de la production.

2. Les abattements pour fonds propres (*allowance for corporate equity, ACE*) ou au titre du capital social (*allowance for corporate capital, ACC*). Le premier modifie l'IS ordinaire en accordant une déduction au titre d'un rendement imputé des fonds propres; l'amortissement fiscal demeure, mais devient sans portée dans la mesure où l'amortissement accéléré réduit les fonds propres et donc les déductions futures. Le deuxième abattement prévoit aussi la déduction des intérêts à un taux notionnel, ce qui élimine toute distinction entre financement par dette et par fonds propres. L'impôt spécial norvégien sur le pétrole et gaz naturel est proche de l'ACC, mais sa conjonction d'une déduction supplémentaire au titre de l'investissement total et d'une limitation de la déduction des intérêts diffère d'un ACC “pur.” Le système norvégien offre aussi le remboursement de la valeur fiscale des pertes dues à l'exploration et des pertes définitives sur les permis. En 2010, le rapport Henry a proposé pour l'Australie un “impôt uniforme sur les rentes tirées des ressources naturelles...[utilisant] un abattement au titre des dépenses en capital des entreprises” (Proposition Henry). Plusieurs pays (Belgique, Brésil, Italie et autres) appliquent des mécanismes ACE comme principal prélèvement fiscal sur les sociétés.²

Ces deux formes d'impôts sur les rentes présentent une grande différence relative au moment du paiement de l'impôt — qui intervient en général plus tôt dans le cas des dispositifs ACE/ACC. Avec l'impôt Brown, le paiement n'a lieu qu'à la date peut-être lointaine à laquelle les dépenses auront été intégralement recouvrées. Avec les systèmes ACE/ACC en revanche, l'impôt est dû dès que le revenu annuel couvre le coût annuel du capital financier.

Dans les deux cas, le choix du taux de rendement imputé constitue une question essentielle et controversée (pour le report en avant dans le cadre de la taxe Brown et pour les coûts du capital dans le cadre du système ACE/ACC; Appendice IV).

¹ Boadway et Keen (2010) ainsi que Land (2010) et Lund (2009) présentent de manière détaillée l'imposition des rentes tirées des industries extractives. Le premier montre qu'il existe en principe un nombre infini de dispositifs fiscaux ne créant pas de distorsions; on s'intéresse ici aux dispositifs les plus répandus en pratique.

² Klemm (2007).

impôt sur les rentes. L'IS favorise aussi le financement par endettement puisque (à de rares exceptions) les intérêts sont déductibles, alors que le coût des fonds propres ne l'est pas. D'autres instruments fiscaux, comme les redevances, créent aussi des distorsions qui ont pour effet de limiter la valeur totale des rentes avant impôts à partager entre l'État et l'opérateur. Les impôts sur les rentes ont pour but de préserver ce surplus et d'en transférer une bonne part à l'État. Les diverses formes d'impôts sur les rentes sont en principe équivalentes dans la mesure où elles ne créent pas de distorsions, mais présentent des différences importantes, notamment en ce qui concerne le moment où l'État perçoit des recettes.

35. ***La taxation des rentes tirées des ressources naturelles se répand, notamment dans le secteur du pétrole et du gaz, mais aussi dans le secteur minier.*** Les conseils dispensés par le FMI aux pays en développement consistent généralement à conjuguer l'un des dispositifs indiqués à l'encadré 2 avec des redevances pour arriver à un double prélèvement sur les ressources: l'équilibre entre les deux est déterminé par l'aptitude relative à assumer les risques et par la tolérance de l'État à l'égard d'un possible retard d'encaissement des recettes. L'arbitrage peut être affiné en utilisant un instrument tel que l'abattement au titre des dépenses en capital de la société, les amortissements autorisés (au lieu des déductions du cash flow) accélérant les paiements des impôts ou la surtaxe sur le cash flow avec déduction supplémentaire limitée dans le temps. Toute mesure qui accélère les recettes de cette façon a pour contrepartie une augmentation du risque pour les investisseurs et peut donc en définitive diminuer la rente imposable.

36. ***Dans de nombreux pays, l'État prend une participation pour s'assurer un ponction supplémentaire (au-delà des impôts) sur les projets rentables.*** La motivation est parfois d'ordre non budgétaire: on souhaite que l'État soit directement propriétaire et siège au conseil d'administration ou on veut faciliter le transfert de connaissances. Mais ces avantages pourraient aussi être obtenus par la réglementation (Sims, 1985). La participation de l'État peut prendre différentes formes. *Le versement intégral du capital* dans les conditions du droit commercial met l'État sur le même plan que l'investisseur privé, de façon analogue à une taxe Brown (encadré 2). Dans le cadre de *l'intérêt passif (carried interest)*, la société d'investissement finance la participation de l'État, mais ce coût, y compris les charges d'intérêts, est compensé par un prélèvement sur la future part de l'État dans la production ou les bénéfices, ce qui équivaut aussi à une taxe Brown. Un État peut également négocier une participation gratuite, ce qui équivaut à un impôt retenu à la source sur les dividendes comme une ponction sur les bénéfices, mais cela s'accompagne habituellement d'une certaine forme de compensation par réduction d'autres prélèvements fiscaux.

Choix de l'instrument en pratique

37. **De nombreux mécanismes sont utilisés, bien que l'on connaisse mal leurs rendements relatifs.**²⁰ Les colonnes finales du tableau 3 indiquent la fréquence d'utilisation des instruments dans un échantillon de 25 régimes miniers et de 67 régimes pétroliers et gaziers analysés par le FMI. On constate de très amples variations au sein de ces régimes et entre eux. Dans le cas des mines les redevances sont partout présentes, alors que le partage de la production et les primes sont absents; dans le pétrole et le gaz, il n'y a pas de redevances dans un sixième des cas, près de la moitié pratiquent le partage de la production et un peu moins de 20 % ont des primes. Et même les régimes de redevances appliqués aux activités minières varient énormément dans le détail. Il est difficile de trouver des informations sur l'importance relative des recettes procurées par ces instruments (même dans l'enquête des services spécialisés du FMI). Le tableau 3 donne une décomposition pour deux exemples.

²⁰ Il y a de nombreuses variations et la distinction entre les différents mécanismes est souvent floue. Leurs éléments peuvent être conjugués ou de multiples mécanismes appliqués ensemble. Le classement retenu dans cette analyse s'explique souvent par un souci de commodité, mais il rend raisonnablement compte des usages habituels.

Tableau 3. Mécanismes financiers dans les IE: nature et prévalence

Mécanisme	Description	Prévalence	
		Activités minières	Pétrole et gaz
Prime à la signature	Paiement immédiat pour l'acquisition de droits d'exploration, utilisation commune comme paramètre des adjudications (notamment pour le pétrole et le gaz sur le plateau continental des États-Unis)	1	16
Prime de production	Paiement fixe pour réalisation d'une certaine production cumulée ou d'un certain taux de production	Aucun	10
Redevances	Spécifiques (montant par unité de quantité produite)	2	1
	Ad-valorem (pourcentage de la valeur du produit)	17	31
	Ad-valorem, progressivité en fonction du prix	1	9
	Ad-valorem, progressivité en fonction de la production		8
	Ad-valorem, progressivité en fonction du bénéfice d'exploitation	3	1
IS au niveau de l'état, de la province et/ou local ¹	Redevances appliquées à la marge opérationnelle (redevances sur les bénéfices nets)	2	0
	Taux de l'impôt des bénéfices des sociétés au niveau étatique, provincial ou local en sus du niveau fédéral. Répandu au Canada et aux États-Unis en tant que taxe sur les ressources de la province/de l'état s'ajoutant à l'IS fédéral.	2	5
Impôt variable sur le revenu	IS dont le taux augmente en fonction du ratio revenu imposable/recettes entre un plancher et un plafond	3 ²	Aucun
Impôts sur les rentes tirées des ressources naturelles	Cash flow avec taux d'accumulation/suramortissement (<i>uplift</i>). Peut être calculé avant ou après l'IS.	5	5
	Cash flow avec déductibilité limitée des pertes (Royaume-Uni). (surtaxe sur le cash flow)	Aucun	2
	Abattement au titre des dépenses en capital des sociétés	Aucun	1 ³
	Abattement au titre des fonds propres	Aucun	1 ⁴
Autres impôts sur le revenu	Autres mécanismes d'imposition des bénéfices n'entrant dans aucune des catégories précitées	1	3
Partage de la production	Part fixe de la production	Aucun	5
	Production cumulée	Aucun	Aucun
	Facteur R: rapport entre recettes cumulées et coûts cumulés	Aucun	13
	Taux de rendement avant ou après impôts	Aucun	3
Participation de l'État	Niveau de production	Aucun	13
	Participation gratuite: l'État reçoit un pourcentage des dividendes sans rien verser.	2	Aucun
	Portage: les contributions de l'État sont financées par un investisseur et recouvrées par le versement de dividendes avec intérêt	3	8
	Participation versée: l'État paie sa part des charges	Aucun	19
Investissements sociaux/infrastructures	Les entreprises exploitant les ressources naturelles édifient des infrastructures ou font d'autres investissements sociaux (hôpitaux, écoles, etc.).	1	6
Nombre de pays		25	67

Source: base de données FARI du FMI.

¹ Outre le Canada et les États-Unis, l'Argentine, l'Italie et la Fédération de Russie imposent les bénéfices des sociétés au niveau provincial, local et étatique. Tous les pays de l'échantillon pratiquent l'impôt sur les bénéfices des sociétés (IS) sauf ceux qui utilisent un impôt variable sur les revenus.

² L'impôt variable sur les revenus existe au Botswana, en Afrique du sud (dans les mines d'or) et en Zambie.

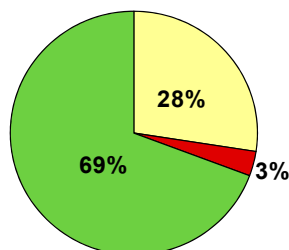
³ Norvège.

⁴ Italie.

Graphique 3. Composition des recettes publiques

Pétrole (Tchad, 2010)

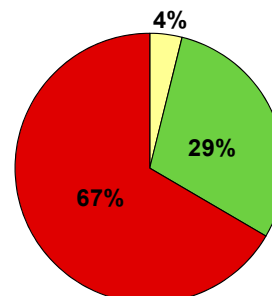
■ Redevance ■ Taxes statistiques ■ Impôt revenu



Source: Données établies pour cette étude.

Cuivre (Chili, 2009)

■ Redevance ■ Impôt revenu ■ Recette de l'entreprise nationale



Source: Données établies pour cette étude.

38. **Quelque 80 % des réserves mondiales de pétrole et de gaz naturel sont contrôlées par des entreprises publiques et 15 des 20 plus grandes compagnies pétrolières appartiennent à l'État.** Dans tous ces cas, l'État (ou les compagnies pétrolières publiques) paie les services privés qu'il obtient par contrat et recourt parfois à des formules contractuelles ingénieuses pour reproduire approximativement le profil risques-bénéfices des contrats de partage de la production. À l'exception des contrats passés par l'Irak, ces systèmes ne permettent pas aux entreprises privées de “comptabiliser” les réserves selon les règles des marchés boursiers — et elles demandent des dédommagements à ce titre.

39. **Plusieurs pays du G20 et à revenu élevé disposent d'une marge pour imposer plus efficacement les rentes tirées des industries extractives.** Bien que ce ne soit pas le principal sujet de cette étude, l'encadré 3 présente un résumé de certaines questions et expériences importantes à ce propos.

E. Comment interpréter les effets de la fiscalité sur les opérations de prospection, d'exploitation et d'extraction

40. **La fiscalité peut influencer de façon éventuellement complexe les décisions à tous les échelons (prospection, exploitation et production).** Les principales marges de choix portent notamment sur l'intensité de la prospection, ainsi que sur celle de l'exploitation initiale, de l'extraction et de la récupération assistée (ou secondaire) et sur leur calendrier, et sur l'abandon ultérieur du champ minier ou pétrolifère. Aucun modèle ne tient compte à lui tout seul de tous ces paramètres de façon satisfaisante. Aux fins du présent document, Smith (2012) met au point un cadre (Appendice V) qui peut être exploité pour analyser l'impact

Encadré 3. La fiscalité des IE dans les pays à revenu élevé

Il ressort clairement de récents débats en Australie et au Brésil, par exemple, et d'examen des redevances minières aux États-Unis et dans la Fédération de Russie que les régimes fiscaux des pays en développement ou des nouveaux producteurs ne sont pas les seuls à présenter des lacunes. Dans beaucoup de ces pays, une fiscalité plus efficace pourrait aider fortement à combler les importants besoins de recettes. Comme l'indique un document du FMI de 2010, “[Les pays du G20] sont pour la plupart en mesure de diversifier les risques liés à l'exploitation des ressources naturelles pour se doter d'instruments axés sur les bénéfices ou les excédents de trésorerie plus efficaces que les droits ou redevances fixes, encore que certains, dont les États-Unis et la Russie, comptent toujours essentiellement sur ceux-ci. Le passage à une fiscalité explicite sur la rente et le recours à des ventes aux enchères pourraient sensiblement renforcer les recettes. Cela ne veut pas dire que les taux effectifs moyens d'imposition sont nécessairement faibles ... mais que les barèmes pourraient être modifiés à la fois pour encourager l'investissement et pour assurer à l'État une part plus élevée de la rente des ressources naturelles dans le cas des projets rentables.”

S'agissant des grands producteurs :

- Les États-Unis ont recours aux appels d'offres à prime pour le plateau continental extérieur, parallèlement à l'impôt sur les sociétés (IS) et à des redevances ; dans le cas des gisements onshore, ainsi que des mines, les propriétaires publics ou privés des ressources naturelles prélèvent essentiellement des redevances sur les recettes brutes, encore que celles sur les bénéfices nets soient courantes dans certains États.
- La Russie applique un régime complexe et générateur de distorsions prévoyant une redevance, des taxes à l'exportation et différents prix pour les ventes intérieures et les exportations. Comme aux États-Unis, d'autres solutions ont fait l'objet d'intenses débats sans toutefois être retenues.
- Au Canada, les provinces sont rapidement passées à une fiscalité pétrolière ou gazière axée sur les bénéfices ou les excédents de trésorerie (y compris pour le pétrole de schiste non classique), encore qu'on parle toujours (ce qui prête à confusion) de “redevances.”
- La Norvège est le pays qui se rapproche peut-être le plus d'un impôt pur et simple sur la rente (sous forme d'une ACC), conjugué à l'IS, pour son pétrole et son gaz de la Mer du Nord dans le cadre d'un système également connu pour sa stabilité.
- Après avoir appliqué à la production de gaz et de pétrole un régime complexe (et fréquemment modifié), le Royaume-Uni a recours depuis quelques années à un impôt sur les excédents de trésorerie en sus de l'IS. Comme en Norvège, les pertes sont effectivement remboursées à leur valeur fiscale.
- L'Australie a étudié différentes solutions. Depuis 1987, un impôt sur la rente des ressources pétrolières (IRRP), déductible de l'IS, est prélevé sur le pétrole offshore (le pétrole onshore et toutes les ressources minières continuait toutefois d'être assujettis aux redevances des États et à l'IS). En 2010, le gouvernement a proposé pour toutes les IE une version du dispositif de déduction au titre du capital social (proposition Henry). Il s'agissait d'un amortissement classique avec majoration des pertes et report des soldes non amortis au taux obligatoire à long terme de l'État (LTBR), celui-ci garantissant en dernier ressort le remboursement des pertes à leur valeur fiscale. Le taux était de 40 %, déductible de l'IS, et le taux de l'IS devait être ramené progressivement à 25 %. Devant les protestations des entreprises minières (et après un remaniement gouvernemental), cette proposition a été remplacée par l'impôt sur la rente des ressources minières (IRRM) qui ne vise pour l'instant que le minerai de fer et le charbon. L'IRRM est appliqué à un taux effectif de 22,5 %, après majoration des décaissements au titre du LTBR, plus 7 points de pourcentage, un crédit pour les redevances des États étant autorisé. parallèlement, l'IRRP a été étendu aux activités onshore.

comportemental d'un schéma fiscal dans un système cohérent saisissant le cycle de vie complet des activités des IE.²¹ Les simulations exposées dans Smith (2012) font ressortir toute une série de considérations.

41. **L'impact sur la prospection dépend du prélèvement total de l'État en cas de succès, compte tenu aussi des compensations d'impôts et des chances de succès.** La décision de lancer des travaux de prospection est prise en fonction d'une comparaison entre les coûts fixes des forages susceptibles d'être couronnés de succès (actualisés à mesure que les travaux progressent) et le rendement subordonné à ces chances. Dans ses simulations, Smith (2012) laisse entendre qu'un régime fiscal en vertu duquel l'État prélève environ 50 % des quasi-rentes en cas de succès (avec cantonnement, de sorte que les coûts de prospection n'entraînent pas de réduction immédiate d'impôt) abaisse de façon sensible (de 15 à 25 %) le nombre acceptable d'échecs.

42. **Les redevances, et celles que créent en fait les accords de partage de production (APP), peuvent vraisemblablement être à l'origine de graves distorsions.** Par exemple, une redevance de 20 % ou une part de *profit oil* minimum de 40 % à l'État (ne laissant que 50 % du pétrole disponible pour les coûts de production) réduit l'investissement initial de quelque 20 % et le taux d'extraction d'environ un point de pourcentage par an. Les mêmes conditions retardent d'un ou deux ans l'investissement dans un recouvrement accéléré, avec une nouvelle réduction de 20 % de l'investissement total.

43. **Un impôt sur la rente des ressources naturelles peut accroître l'investissement si le taux de majoration des dépenses en capital dépasse le coût du capital de la société.** Dans ce cas, on obtient un taux effectif marginal d'imposition négatif et, en conséquence, une subvention implicite à l'extraction des ressources naturelles (Mintz and Chen, 2012). Cette incitation à gonfler artificiellement les coûts ou à établir un calendrier des investissements suboptimal (plus rapide) dépend à la fois de la différence entre le taux de majoration du coût du capital et le taux d'imposition de la rente des ressources naturelles ; lorsque les deux sont peu élevés, l'incitation est faible (Appendice IV).

44. **Il est important d'examiner les effets de la fiscalité sur l'ensemble du cycle du projet.** Il résulte de la nature séquentielle du processus que les distorsions constatées à un stade se traduisent aussi probablement par des distorsions à d'autres stades. Ces effets sont plus difficiles à saisir que l'impact de la fiscalité des quasi-rentes sur les décisions de prospection. Des taux de redevance élevés vont par exemple de pair avec des durées de production plus longues (ce qui est quelque peu illogique, mais s'explique par le fait que les investissements d'exploitation sont d'autant plus faibles que les taux de redevance anticipés sont élevés, ce qui entraîne des coûts marginaux d'extraction plus importants. Le total des

²¹ Bien que conçu et calibré pour les projets pétroliers et gaziers, le modèle pourrait être facilement adapté aux mines.

coûts d'extraction sur cette durée de vie allongée reste plus faible qu'en l'absence d'imposition.

F. Analyse de scénarios de la fiscalité des ressources naturelles : le modèle FARI

45. Le modèle dont se sert FAD pour analyser la fiscalité des ressources naturelles (FARI), qui est exposé de façon assez détaillée à l'appendice VI, est maintenant largement utilisé par les services du FMI dans les pays et dans les travaux d'AT.

Présenté en Excel, il permet de concevoir, modéliser et comparer de façon approfondie les régimes fiscaux pendant la durée de vie des projets pétroliers ou miniers. Il est en outre de plus en plus employé comme outil de prévision pour le cadre macroéconomique des pays riches en ressources naturelles. Il n'intègre pas de réactions comportementales de la nature de celles qui viennent d'être examinées, encore qu'en développant le modèle, on puisse simuler les effets de la fiscalité sur le risque perçu par les investisseurs.²²

46. L'un des résultats clés de la FARI est une estimation par projet du prélèvement de l'État dans le cadre de divers régimes fiscaux ou prix ou d'autres paramètres. Ce résultat est saisi par le "taux effectif moyen d'imposition" (TEMI), en d'autres termes, le prélèvement de l'État de la valeur actuelle nette (VAN) avant impôt, généralement mesurée au taux d'actualisation présumé de l'État. A titre d'exemple, le graphique 4 publie le TEMI estimé pour une série de régimes fiscaux applicables effectivement aux mines et au pétrole. Il en ressort que le TEMI est plus élevé pour la plupart des régimes fiscaux pétroliers, qui comportent aussi des éléments plus progressifs que les régimes miniers.

G. Évaluation d'autres régimes fiscaux

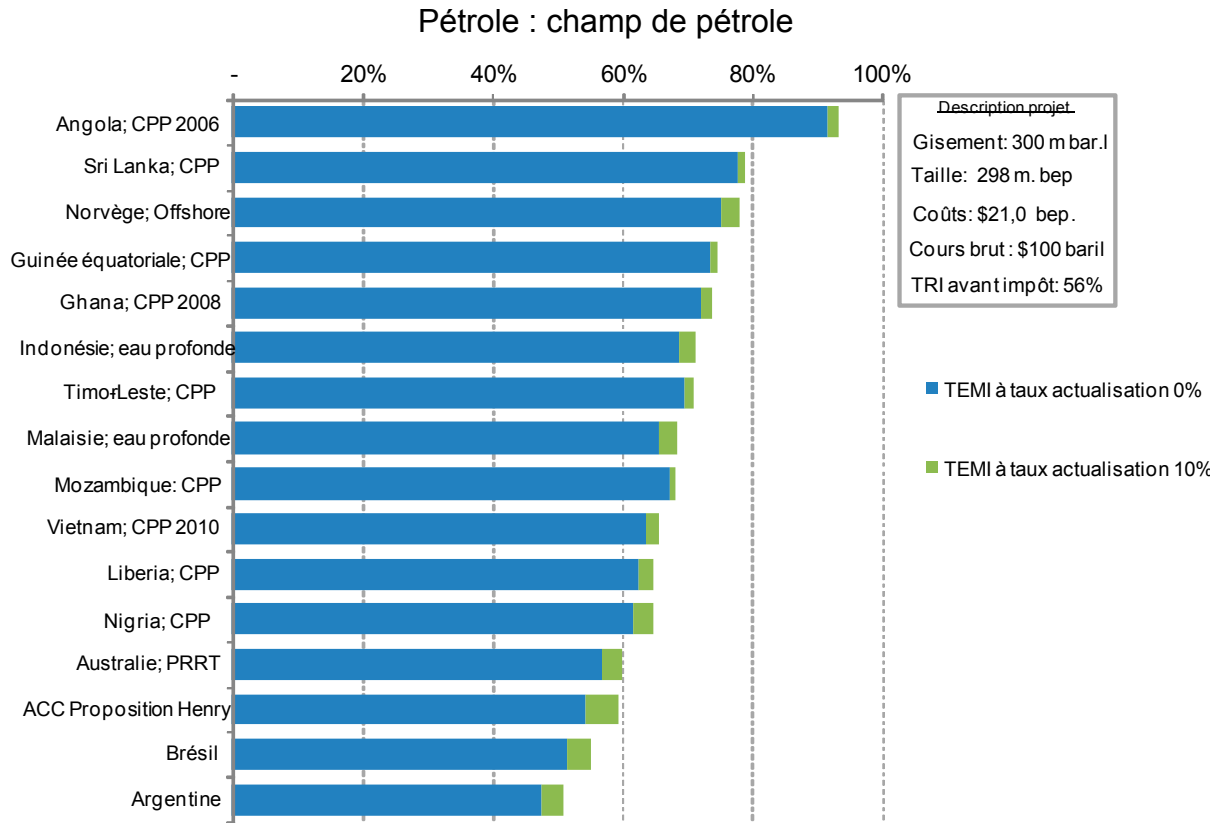
47. Le tableau 4 évalue plusieurs groupes de mécanismes par rapport à une série de critères saisissant les objectifs exposés supra.²³ Les appréciations formulées reflètent à la fois des principes généraux et une analyse quantitative, en utilisant le modèle FARI esquissé à l'appendice VI. Les résultats sont utilisés pour adapter les instruments aux objectifs de l'État.²⁴

²² La FARI ressemble aux autres cadres de simulation utilisés pour l'analyse de scénarios dans le secteur pétrolier (Tordo, 2007), tout en étant spécifiquement adapté aux conseils de politique fiscale des services du FMI, ainsi qu'aux relations avec le cadre macroéconomique.

²³ Ces critères s'inspirent de Daniel et al. (2010).

²⁴ Ces simulations surestiment sans doute le prélèvement de l'État, car elles ne tiennent pas compte du recours aux structures internationales d'imposition et de financement pour réduire l'impôt, ni de la possibilité de déduire les coûts d'un projet des recettes d'un autre en l'absence de "ring-fencing" et ne souffrent aucune imperfection au niveau de la mise en œuvre.

Graphique 4. Pétrole et mines : taux effectifs moyens d'imposition (TEMI)



Source : calculs des services du FMI à l'aide du modèle et de la base de données FARI.

Tableau 4. Principal objectif de l'État et mécanisme pertinent¹

	Prime à la signature	Redevance forfaitaire	Redevance selon un barème	Impôt sur la rente des ressources naturelles (avec AFA)	IS/IVB	Participation de l'État
Maximiser le prélèvement de l'État sur la durée de vie du projet				X	X	
Mobiliser rapidement des recettes	X	X				
Garantir des incitations suffisantes à la prospection				X	X	
Part visible des hausses des cours des produits de base			X			
Participation stratégique						X
Maximiser l'exploitation des ressources				X	X	
Réduire au minimum la charge et les risques administratifs	X	X				

¹ Inclut les équivalents des impôts et redevances sous forme de partage de la production.

48. **Il n'existe aucun régime idéal universellement applicable, mais il est très attrayant pour les PFR de conjuguer une modeste redevance ad valorem, l'IS et un impôt sur la rente des ressources naturelles.** La première assure des recettes lorsque la production est positive. Le deuxième garantit que le rendement normal des fonds propres est imposé au niveau des entreprises extractives, comme dans les autres secteurs, et qu'en outre, des crédits d'impôt étranger peuvent être réclamés lorsque le pays d'origine des investissements impose les revenus mondiaux (les États-Unis notamment). Enfin, le troisième prélèvement exploite le potentiel distinct de recettes des IE. Un tel cadre peut s'appliquer dans un très grand nombre de situations et fonctionner dans le cas de projets pétroliers, gaziers ou miniers, encore que les mécanismes et les paramètres puissent diverger.²⁵ D'autres instruments peuvent aussi être utilisés : si, par exemple, les permis ou contrats sont attribués de manière concurrentielle, une prime ou un quelconque paramètre du régime fiscal pourrait être une variable de l'offre (encore que l'utilisation d'un système d'appel d'offres ait naturellement une incidence sur la conception des éléments d'imposition fixes du système).

49. **L'analyse a permis d'obtenir un barème d'imposition et des TEMI cibles.** Il semble ressortir de ces simulations, et de celles d'autres sources, que les fourchettes de TEMI raisonnablement envisageables seront de 40 à 60 % dans le cas des mines²⁶ et de 65 à 45 % dans celui du pétrole.

50. **Il est peut-être inévitable que certains PFR centrent leur attention sur les recettes immédiates des projets d'IE.** La plupart de ces recettes seront obtenues grâce à un renforcement de l'administration fiscale. Les modifications rétroactives nuisent en général aux perspectives d'investissement. Cela dit, il est possible de prévoir dans un système adéquatement conçu des primes, des redevances et des reports de recettes par une taxation des plus-values au titre des cessions de participation (Appendice III).

²⁵ Il existe entre l'IS et l'impôt sur la rente des interactions qui permettent de penser que ce dernier, même s'il est déductible du premier, cesse en général d'être neutre.

²⁶ Compte non tenu du cas spécial des grandes mines de diamants où les prélèvements de l'État sont souvent plus élevés.

III. ADMINISTRATION ET TRANSPARENCE

Administration²⁷

51. **Il n’y a aucune raison intrinsèque pour qu’il soit plus difficile d’administrer les régimes fiscaux des IE avec efficacité et transparence (facteurs cruciaux tant pour les recettes que pour la confiance des investisseurs) que ceux d’autres secteurs.** La situation est plus simple que dans le cas de la finance et des télécommunications, par exemple, en ce sens que sont en jeu des opérations physiques avec des productions qui peuvent être analysées, évaluées et mesurées, avec des cours le plus souvent cotés sur les marchés internationaux. Enfin, la vaste majorité des recettes est souvent versée par un petit nombre de gros contribuables qui ont fortement intérêt à se ménager la bienveillance des autorités.

52. **L’administration est néanmoins souvent difficile et médiocre.** Fréquemment, la complexité et la variété (dans la plupart des cas excessive) des régimes fiscaux applicables aux IE soulèvent de graves problèmes et les grandes règles de la fiscalité sont complexes, peu claires ou ouvrent la porte aux abus. Les pays qui ne comptent que quelques entreprises extractives sont souvent aux prises avec les opérations courantes de traitement et de communication des données, ce qui freine l’efficacité avec laquelle sont effectués les déclarations et les paiements. Il n’est pas rare que l’administration des redevances soit particulièrement inefficace (évaluations fréquentes, absence de déclarations annuelles et de rapprochement avec la comptabilité commerciale et les déclarations aux fins de l’IS). La segmentation de l’administration empêche d’avoir des fonctions cohérentes d’audit axé sur les risques et de services aux contribuables. Le traitement, le statut et les pouvoirs des services opérationnels sont souvent insuffisants pour recruter un personnel de qualité.

53. **Pour que l’administration des régimes fiscaux soit efficace, il est peut-être nécessaire de modifier les compétences des ministères responsables des IE et des entreprises extractives nationales (EEN).** La segmentation des administrations fiscales, qui est toujours courante dans le cas des recettes des IE, présente de nombreux inconvénient bien connus. L’affectation de compétences fiscales aux autorités de contrôle des IE et aux EEN les amène à se concentrer encore moins sur leurs fonctions principales. L’autoévaluation, principe élémentaire pour une administration fiscale efficace, que les autorités des PFR négligent souvent, cadre encore moins avec la culture et les pratiques des EEN et des autorités de contrôle des IE, dont les fonctions réglementaires et commerciales normales exigent des interventions en temps réel. Manquant, dans la plupart des cas, des capacités voulues, elles externalisent les audits fiscaux, décision qui ne devrait pas reposer purement et

²⁷ Les directives pour une administration efficace de la fiscalité des IE sont examinées brièvement aux paragraphes suivants et approfondies à l’Appendice VII. Les services du FMI et de la Banque mondiale collaborent actuellement à la mise au point de directives détaillées sur l’administration des régimes fiscaux des IE.

simplement sur le fait que cette fonction a été confiée à des organes non fiscaux. Il existe fondamentalement un conflit d'intérêt lorsque des EEN cumulent des responsabilités fiscales et commerciales. Pour des raisons d'intégrité, il conviendrait d'établir une distinction claire entre les fonctions fiscales du ministère responsable des IE et des EEN et leurs fonctions réglementaires et commerciales. La solution la plus évidente et la plus efficace est de confier les premières aux services des impôts.²⁸

54. L'argument que l'administration des impôts prélevés sur les bénéfices ou la rente des IE est si difficile dans les PFR qu'ils doivent plutôt compter sur les redevances est souvent erroné :

- ***Les redevances ne sont pas toujours aussi faciles à administrer qu'on le prétend parfois ...*** Il ne faut pas surestimer la facilité d'évaluer les ventes. Si elle peut réduire les risques liés aux prix de transfert, la fixation des prix à partir de références est techniquement exigeante, en particulier pour les produits miniers et il peut être difficile de déduire les coûts de traitement, transport ou autres des prix de référence des minéraux raffinés afin d'établir la valeur marchande au carreau de la mine, les problèmes étant analogues dans le cas des impôts sur les bénéfices. Parfois, il n'existe aucun prix international de référence disponible pour calculer l'évaluation. Des règlements ou des *accords préalables de prix* peuvent établir des formules d'évaluation transparentes pouvant faire l'objet d'un suivi, mais leur complexité administrative est considérable.
- ***... et les impôts sur les bénéfices ou la rente ne sont pas nécessairement si difficiles à administrer.*** La plupart des PFR appliquent l'IS à des activités complexes, comme la banque et les télécommunications, même s'il s'accompagne parfois d'un impôt sur le chiffre d'affaires ; il n'y a aucune raison particulière de ne pas y recourir pour les IE. Les impôts sur la rente peuvent être conçus de façon à utiliser les mêmes données, avec des calculs moins complexes : l'impôt sur les excédents de trésorerie, par exemple, évite de calculer l'amortissement, les coûts financiers ou les gains sur les transferts de permis. Malgré des contraintes exceptionnelles de capacité, l'Angola applique avec succès un dispositif de partage de production calibré sur les taux de rendement intérieurs.

²⁸ Il existe de bonnes raisons de laisser au ministère chargé des IE la responsabilité des audits physiques. Cette fonction est compatible avec son rôle réglementaire ; elle nécessite des interventions en temps réel et des compétences minéralogiques spécifiques et est distincte de l'administration normale des impôts (qui, lorsque les ressources naturelles sont exportées, est parfois attribuée aux douanes qui doivent aussi procéder à des interventions physiques en temps réel). Le partage des informations sur les audits physiques avec l'administration fiscale est vital et nécessite souvent d'être renforcé ; ce serait encore le rôle des services fiscaux de rapprocher les volumes déclarés avec les déclarations et les dossiers financiers des contribuables.

55. **Les principes d'une administration fiscale moderne et efficace sont également pertinents dans le cas des IE, mais, trop souvent, ne sont pas appliqués en pratique.** Ils comprennent une législation simple et bien conçue prévoyant un nombre minimum d'impôts, un organigramme fonctionnel intégré, des procédures cohérentes fondées sur l'auto-évaluation et une gestion du risque d'inobservation des règles axée sur le contribuable. Cependant, ils sont souvent difficiles à suivre à cause de la segmentation de l'administration et de la politique fiscales (qui, en outre, limitent l'attention que portent les ministères responsables des IE et les EEN à leurs propres compétences, créant ainsi des conflits et une confusion des rôles). Une réforme de cette approche erronée peut toutefois être extrêmement déstabilisatrice et aussi rencontrer d'importants obstacles politiques.

56. **Le renforcement de l'administration des recettes tirées des IE occupe une place de plus en plus grande dans l'AT de FAD.** Comme le présent document n'a pas pour objet d'examiner les principes généraux d'une réforme de l'administration fiscale, l'importance de cette question, ainsi que celle que lui donne l'AT de FAD, n'est toutefois pas prise en compte dans cette brève discussion. Néanmoins, des mesures simples visant à améliorer les audits pourraient procurer certains avantages immédiats (Appendice VII).

Transparence

57. **Le risque que la richesse en ressources naturelles ne compromette la gouvernance est bien établi.**²⁹ La conception et l'administration de la politique fiscale ne sont peut-être pas des sujets de préoccupation majeurs, mais, en l'occurrence également, la transparence est essentielle et fait souvent défaut. Des accords confidentiels ponctuels rendent la loi opaque et le processus de négociation donne lieu à des abus. La comptabilité publique des recettes tirées des ressources naturelles est fréquemment médiocre et peu fiable.

58. **Les autorités rendent souvent la transparence difficile.** Les impôts multiples, la confidentialité des contrats, les procédures complexes, inefficaces et incohérentes de déclaration et de paiement, la segmentation entre divers organes des compétences concernant les déclarations et les paiements, avec des accords bancaires différents et des systèmes comptables et informatiques distincts, le paiement des recettes en nature et l'absence de service unique pour la comptabilité, l'évaluation et le recouvrement sont autant de facteurs qui se traduisent par une absence de transparence sans aucune raison valable.

59. **L'initiative pour la transparence dans les industries extractives (ITIE), à laquelle souscrivent de nombreux pays riches en ressources naturelles, a enregistré un certain succès, mais beaucoup de pays ne se sont pas encore attaqués aux problèmes fondamentaux.** L'IETI demande aux entreprises extractives de publier les sommes qu'elles

²⁹ Ces questions sont approfondies dans le *Guide sur la transparence des recettes des ressources naturelles* du FMI (2007).

paient et aux pays celles qu'elles reçoivent et exige que ces sommes fassent l'objet d'audits et de rapprochements. (Il faut éliminer les obstacles à la confidentialité.) Diverses initiatives vont dans le sens de cette approche, notamment l'article 1504 de la loi Dodd-Frank aux États-Unis, qui impose aux entreprises extractives cotées par la SEC de déclarer leurs paiements aux autorités ; un projet de modification de la directive de l'UE sur la transparence exige la divulgation d'informations analogues. Si l'IETI a été à l'origine d'importants progrès, beaucoup reste à faire. Par exemple, certains pays publient actuellement des accords fiscaux ponctuels, mais n'imposent pas encore les entreprises sur la base de la législation en vigueur. Enfin, la comptabilité publique reste médiocre.

IV. RECETTES TIRÉES DES IE

Cette section examine les recettes tirées des IE.

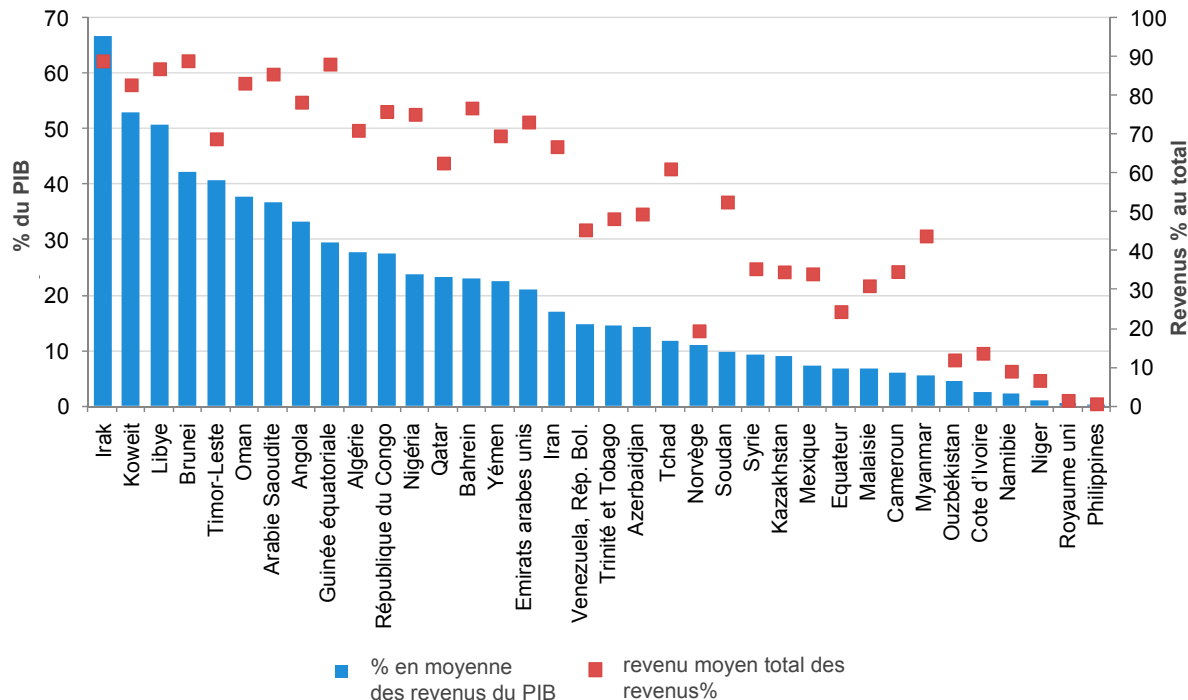
A. Recettes publiques tirées des IE

60. **Les données sur les recettes publiques tirées des IE sont médiocres et le FMI a lancé une initiative en vue de les améliorer.** Les problèmes concernent notamment le caractère sectoriel spécifique et la nature traditionnellement “non fiscale” de nombre des instruments utilisés (primes, redevances, dispositifs de partage de production ou participation des États aux concessions, par exemple), la nécessité d'identifier les composantes de l'IS liées aux ressources naturelles et d'autres instruments types et la collecte segmentée et inefficace des données dans les ministères et services. Le Département des statistiques prévoit d'effectuer des travaux exploratoires sur la collecte régulière de telles données (Appendice VIII). Les données utilisées pour la discussion infra sont communiquées par les économistes chargés de 57 pays riches en ressources naturelles pour la période 2001–10 (Appendice IX).

61. **Les recettes publiques tirées des IE sont considérables dans de nombreux pays, certains pays en développement comptant fortement sur ce type de recettes** (Graphiques 5 à 7, le dernier graphique couvrant des pays dont il n'est pas possible de distinguer les recettes par secteur). Les recettes pétrolières peuvent être particulièrement élevées : plus de 10 % du PIB dans 22 pays. Elles sont également importantes dans de nombreux pays avancés ou émergents, mais la dépendance à leur égard est particulièrement marquée dans certains pays en développement : les recettes pétrolières représentaient environ 93 % des recettes publiques de Timor-Leste en 2008, par exemple, et 82 % en Angola en 2007.³⁰

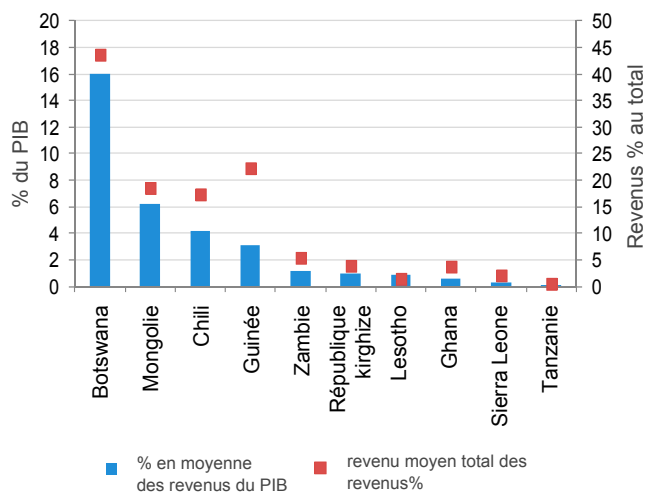
³⁰ Les conséquences des recettes tirées des ressources publiques pour les politiques fiscales relatives aux autres recettes ne sont pas examinées. Les données recueillies pour le présent document donnent à penser qu'une hausse d'un point de pourcentage des recettes liées aux IE (en pourcentage du PIB) s'accompagne d'une baisse de l'ordre de 0,2 point des autres recettes (observation généralement conforme aux estimations faites pour le pétrole dans Bornhorst, Gupta, et Thornton (2009) et aux données communiquées sur les ressources naturelles de l'Afrique subsaharienne dans IMF (2011).

Graphique 5. Pétrole : recettes publiques par pays 2001–10



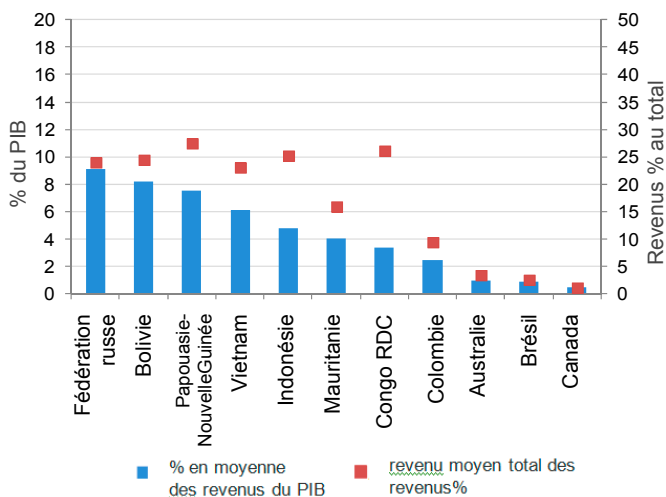
Source : estimations des services du FMI.

Graphique 6. Mines : recettes publiques par pays, 2001–10



Source : estimations des services du FMI.

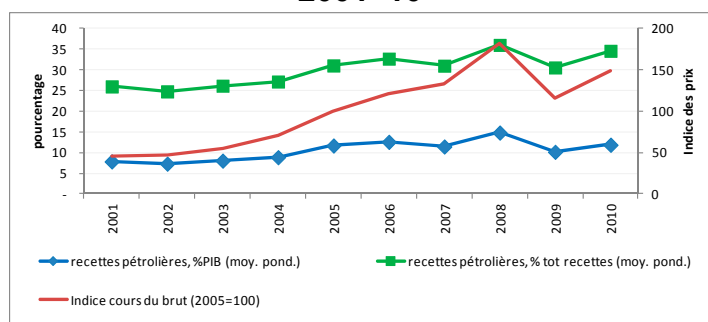
Graphique 7. Mines et pétrole : recettes publiques par pays, 2001–10



Source : estimations des services du FMI.

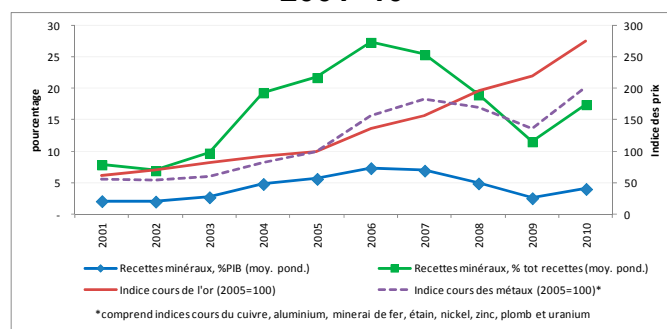
62. **Les recettes tirées des IE ont augmenté ces 10 dernières années, et de façon plus systématique dans les pays producteurs de pétrole** (Graphiques 8 et 9).³¹ Dans les pays indiqués, les recettes pétrolières sont passées d'une moyenne (pondérée par le PIB) de 8 à 12 % du PIB et de 26 à 35 % des recettes publiques. Dans le cas des pays miniers, la hausse des recettes a été légèrement moins prononcée par rapport au PIB, mais beaucoup plus forte (et très instable) par rapport au total des recettes publiques, car les pays à forte intensité minière disposent de revenus assez faibles, de sorte que les autres sources de recettes n'y sont guère en général nombreuses. Pour les deux secteurs, les recettes semblent avoir plus ou moins varié parallèlement aux cours des produits de base — moins dans le cas de l'or, dont les cours ont fortement augmenté, que dans celui des autres métaux importants (cuivre, aluminium, minerai de fer, étain, nickel, zinc, plomb et uranium). Il n'y a guère d'indices (ce qui ressort aussi de simples régressions) qu'elles soient fortement progressives en termes de prix courants, encore que cela soit difficile à détecter pour le pétrole à partir de ces données, les variations des prix pouvant aussi modifier fortement le dénominateur du ratio recettes/PIB.

Graphique 8. Pétrole : recettes publiques, 2001–10



Source : calculs des services du FMI sur la base des données indiquées à l'Appendice VIII.

Graphique 9. Mines : recettes publiques, 2001–10



Source : estimations des services du FMI.

B. Taux effectifs d'imposition en pratique

63. **L'appendice IX offre deux méthodes complémentaires (mais brutes) pour évaluer (les notions quelque peu différentes) de taux effectifs d'imposition des activités des IE** : les techniques de simulation (en utilisant le modèle FARI exposé infra) et l'analyse des données comptables. Chaque méthode a ses points forts et faibles : les simulations permettent de prendre pleinement en compte tous les impôts sur la durée de vie d'un projet,

³¹ De même, les exportations des IE sont passées d'une moyenne pondérée de 7,7 % du PIB en 2001 à 12,3 % en 2010. Le pétrole joue un rôle prépondérant dans ces exportations, encore que sa part soit revenue de 93 à 87 % au cours de cette période.

mais exigent de l'analyste de faire des projections sur les prix et les coûts au risque de surestimer les taux effectifs d'imposition, car elles ne saisissent pas toutes les causes possibles d'érosion des recettes (administration imparfaite, entre autres) ; les données comptables reflètent les résultats effectifs, mais ne donnent qu'un aperçu d'un vaste ensemble d'activités.³² Les résultats n'ont donc qu'une simple valeur indicative et il est possible d'affiner encore les méthodes.

64. Ces travaux donnent à penser que le pétrole est assujéti à des taux effectifs d'imposition généralement plus élevés (de l'ordre de 65 à 85 %) que les mines (45 à 65 %), taux qui augmentent (sensiblement dans le cas du pétrole) avec les recettes. Ces conclusions cadrent dans l'ensemble avec la façon dont on perçoit en général ces questions.

65. On ne saisit pas parfaitement les raisons de ces différences entre le pétrole et les mines. Les explications possibles sont notamment que la durée de la rente anticipée pour le pétrole, et de sa fiscalité, est peut-être purement et simplement plus longue (la plupart des experts pensaient que le lent recul jusqu'à une date assez récente des cours des produits miniers se poursuivrait) ; l'impression que les bénéfiques non fiscaux plus élevés tirés des mines (que pour le pétrole offshore surtout) a peut-être été à l'origine d'une concurrence fiscale plus intense ; l'asymétrie de l'information (sur la prospection et le risque d'exploitation) et les problèmes d'administration y afférents (dus à l'absence de cours au comptant pour certains produits de base, par exemple) ont peut-être été un obstacle plus grand dans le cas des mines. Bien qu'à certains égards, elles se réduisent actuellement (la saisie de la rente apparaissant comme un objectif plus important pour le secteur minier), ces différences se rétabliront peut-être d'elles-mêmes : d'aucuns envisagent une offre potentiellement forte qui diluera la rente des minéraux, tandis que, dans le cas du pétrole, l'accès limité aux réserves et les coûts croissants de la production marginale (dans les sables pétrolifères canadiens ou les eaux très profondes) indiquent que la rente des producteurs à faibles coûts restera élevée.

V. PRINCIPAUX PROBLÈMES COURANTS

A. Stabilité et crédibilité

66. La stabilité et la crédibilité de la fiscalité des IE, facteurs cruciaux pour surmonter le problème de la renonciation, n'exigent pas nécessairement que la stabilité fiscale soit garantie par contrat. Il est peu probable que cette garantie se substituera à un engagement crédible de l'État de maintenir la prévisibilité de sa fiscalité. La prévisibilité est

³² Les services du FMI ont expérimenté une troisième méthode qui consiste à comparer les valeurs marchandes effectives des sociétés avec des estimations de ce qu'elles seraient en l'absence d'impôts, compte tenu des réserves, ainsi que des coûts et des prix courants. Des travaux complémentaires sont toutefois nécessaires pour pouvoir accorder une confiance raisonnable aux résultats.

nécessaire non seulement pour la fiscalité elle-même, mais, et ce n'est pas le moins important, pour le processus ou les critères en vertu desquels elle peut être modifiée (Daniel and Sunley, 2010 ; Osmundsen, 2010).³³

67. **Une garantie de stabilité peut avoir de façon plus générale les mêmes points forts et faibles que les règles fiscales** (Debrun and Kumar, 2008). Pour l'État, elle peut représenter un engagement contraignant pour tous ses organes actuels ou futurs. Elle pourrait aussi donner un signal visant essentiellement à encourager d'autres investisseurs à venir dans le pays. Parfois, elle pourrait fonctionner comme un "écran de fumée," les autorités ayant l'intention à terme d'apporter des modifications moins visibles à d'autres aspects des montages juridiques. L'intérêt pour les investisseurs n'est pas toujours manifeste et, si la garantie doit être invoquée, les relations avec les autorités sont déjà tombées à un point où la poursuite des opérations sera difficile.

Législation générale ou contrat

68. **Il est possible de réduire les frais administratifs, les difficultés politiques et, sans doute, le risque perçu par les investisseurs par des modalités législatives applicables à tous les projets des IE.** La solution qui consiste à les insérer dans un accord type ne peut guère servir que de base de négociation.

69. **Les avantages que représente pour l'État une négociation au cas par cas des conditions fiscales sont fréquemment exagérés,** car elle nécessite une connaissance approfondie de la rentabilité possible d'un gisement dont les investisseurs sont sans doute mieux informés.³⁴ Elle nécessite aussi une concentration d'efforts administratifs, des talents de négociateur et une évaluation détaillée des exigences de chaque investisseur qui, dans la plupart des cas, peut être difficile à réaliser.

70. **Les pays qui ont attiré d'importants investissements miniers ces dernières décennies ont eu recours à des conditions fiscales générales plutôt qu'à une négociation au cas par cas.** Il s'agit non seulement de pays avancés comme l'Australie, le Canada ou la Norvège, mais aussi de l'Afrique du Sud, de la Bolivie, du Brésil, du Chili, de l'Indonésie, de la Namibie et du Pérou. Les conditions générales (plutôt que négociées) semblent plus utilisées en Amérique du sud qu'en Afrique subsaharienne.

³³ Les accords d'investissement peuvent en outre jouer un rôle important eu égard aux risques d'expropriation.

³⁴ Pour concevoir l'impôt optimal face à une asymétrie de l'information, il faut en principe avoir le choix entre plusieurs régimes : par exemple, une redevance et un impôt sur la rente à taux élevé ou aucune redevance et un impôt sur la rente à taux faible (la première option est attrayante lorsque l'investisseur sait que le coût du projet sera élevé), voir l'encadré 6 de Boadway and Keen (2010) par exemple. La négociation pourrait être considérée comme un moyen de présenter une panoplie de régimes trop complexes pour figurer dans une législation. La théorie reste toutefois loin de la pratique et la volonté de négocier a des effets sur les pouvoirs relatifs de négociation des parties.

71. **Parfois, la négociation est inévitable.**³⁵ Il est alors capital pour les pays d’avoir accès à des informations précises sur les projets (les gisements connus par exemple) et sur les régimes fiscaux étrangers, ainsi qu’à des conseils d’experts. Une règle générale favorisant la publication de l’issue des négociations fait obstacle à la corruption et a plus de chances de donner des résultats viables qui servent les intérêts et à la fois du pays hôte et des entreprises.

72. **Si l’obligation d’exécuter les contrats est vitale, des renégociations ont bel et bien lieu et parfois s’imposent.** Une renégociation peut être justifiée lorsque les conditions sont devenues outrageusement déconnectées de la pratique internationale ou des conditions applicables dans des situations analogues, aucun contrat ne pouvant anticiper toutes les évolutions concevables. Lorsqu’elle se produit par voie de consultation ou d’accord mutuel, elle peut renforcer plutôt qu’affaiblir le climat de l’investissement. Dans les contrats, les dispositions prévoyant des révisions périodiques sont de plus en plus courantes.

B. Questions internationales

73. **Les questions fiscales internationales concernant les IE méritent davantage d’attention qu’elles n’en reçoivent la plupart du temps.**³⁶ La plupart de ces questions ne sont pas propres aux IE, et occupent de façon plus générale une place de plus en plus grande dans les pays en développement, mais elles ont une importance particulière dans le cas des IE.

74. **Le régime fiscal des plus-values résultant de la cession d’une participation à des droits miniers ou pétroliers est devenu une question urgente et controversée.** Il s’agit d’un sujet de préoccupation majeur depuis que des plus-values élevées ont été réalisées lors de transactions se rapportant à des projets de prospection, au Ghana et en Ouganda entre autres ; par exemple, le montant des impôts en jeu dans une affaire concernant ce dernier pays était de l’ordre de 400 millions de dollars.³⁷ Les questions fiscales très complexes et très concrètes qui se posent sont examinées à l’Appendice III.

75. **Les conventions fiscales fragilisent parfois l’assiette de l’impôt applicable aux projets des IE.** Elles abaissent fréquemment les niveaux autorisés des retenues à la source à la frontière, voir les éliminent. Le “*chalandage fiscal*” (orienter et qualifier les envois de fonds de façon à exploiter les dispositions avantageuses des conventions) pour réduire sensiblement la retenue à la source sur les dividendes, les intérêts et les frais de gestion ou de

³⁵ Le FMI a pour politique de ne pas donner de conseils sur les points particuliers des négociations, tout en reconnaissant que c’est surtout dans ce cas que ses conseils sur les régimes fiscaux des IE en général seraient très précieux.

³⁶ Mullins (2010) donne un aperçu des questions fiscales internationales concernant les IE ; FAD a organisé en mai 2012 un séminaire en vue de les approfondir et prévoit de rédiger un ouvrage sur ce sujet.

³⁷ Myers (2010).

services techniques. Les pays en développement où les apports d'investissement dans les IE sont importants et les sorties au titre des investissements négligeables doivent concevoir pour les conventions des stratégies qui réduisent au minimum l'érosion de l'assiette fiscale et envisager d'adopter des règles contre le chalandage fiscal.

76. La vulnérabilité à la fixation de prix de transfert abusifs existe dans le cas des IE comme celui d'autres secteurs. Ce risque est accru lorsque les impôts sur les activités en amont sont très élevés; les entreprises en cause sont souvent intégrées à des groupes multinationaux et le recours aux paradis fiscaux est courant. Par contre, les caractéristiques des IE atténuent ces risques : il existe des opérations et des productions physiques observables, des mesures types et des cours internationaux de référence et, dans le cas du pétrole, la structure de co-entreprise crée des conflits d'intérêts qui aident l'État à contrôler les coûts. Les bonnes pratiques exigent des règles claires et transparentes qui permettent de fixer des prix de transfert normaux approximatifs, basés si possible sur les pratiques de l'industrie et reflétant les valeurs des intrants et des productions en amont. Les IE ont des repères utiles pour fixer les prix des productions et suivent des pratiques transparentes, comme les transferts au coût, pour certains intrants ; ces références permettent d'obtenir un prix comparable non contrôlé avec lequel les transactions sont évaluées. Il incombe au contribuable d'utiliser ces règles et de le prouver. Il convient d'utiliser les prix de référence publiés lorsqu'ils sont disponibles et les autorités fiscales doivent disposer d'un vigoureux programme de collecte de données afin d'appuyer une stratégie d'audit cohérente fondée sur les risques.

77. Quoiqu'éventuellement digne d'intérêt, la coordination régionale est sans doute moins urgente pour les régimes fiscaux des IE que pour d'autres secteurs de la fiscalité des entreprises. Les pressions à la baisse exercées sur les taux d'imposition afin d'attirer de maigres capacités de prospection et d'exploitation sont un véritable sujet de préoccupation. Cela justifie l'existence de telles conventions à condition que les pays puissent prélever les redevances et les impôts sur les rentes adaptés à leurs propres potentiel et structure des coûts dans le domaine des IE. En outre, tout engagement pris d'appliquer des taux d'imposition maximums (et non seulement minimums comme le donnent à penser en général les conventions régionales) pourrait aider à surmonter les problèmes de cohérence temporelle. Néanmoins, les questions de coordination sont moins urgente que, par exemple, celles concernant les incitations fiscales à la mobilité des activités.

C. Fiscalité et octroi de droits

78. La fiscalité des IE est liée à la manière dont les droits miniers sont octroyés. Dans certains cas, il peut être avantageux pour les pays de séparer la prospection de l'extraction (par exemple, en vendant aux enchères les gisements au plus offrant) à condition que des droits n'aient pas été accordés antérieurement à l'investisseur pendant la phase de prospection. La plupart des entreprises investissent dans la prospection sans avoir l'assurance d'obtenir des droits d'extraction en cas de succès, mais les gisements sont parfois

abandonnés et les autorités accroissent leurs chances de lancer des séries compétitives d'octroi de permis (y compris dans le cadre de ventes aux enchères) en acquérant elles-mêmes les données de prospection (Tordo, Johnston, et Johnston, 2010).

79. **La conception de toute vente aux enchères est cruciale.** Les ventes aux enchères de droit de prospection ont toutes eu plus de succès dans le cas du pétrole que dans celui des autres IE, peut-être parce que davantage de données sont disponibles à partir de constatations connexes qui encouragent la concurrence. La variable de l'offre peut être entre autres le paiement d'une prime (il est essentiel de ne pas imposer trop de variables ou de critères). La procédure de vente aux enchères la mieux adaptée peut varier selon les circonstances (Cramton, 2010). Les ventes aux enchères ne seront sans doute couronnées de succès que si la participation d'un nombre élevé d'enchérisseurs qualifiés est encouragée et toute collusion entre eux évitée.

80. **La première mesure consiste à définir le produit à vendre (conditions du permis, dimension du lot, redevances et obligations fiscales)** et à déterminer les conditions qui peuvent faire l'objet d'une soumission et celles qui sont fixes. Ensuite, il faut résoudre un certain nombre de questions élémentaires de conception : vente séquentielle ou simultanée (les lots sont vendus l'un après l'autre ou tous ensemble), vente dynamique ou statique (enchères ascendantes ou offre unique), règles en matière d'information (celle dont disposent les enchérisseurs lorsqu'ils déposent leur offre) et prix limites (prix minimums de vente).

81. **Il est possible de conjuguer appels d'offres et fiscalité (qui représente une obligation de paiement future et conditionnelle).** En effet, cette solution est courante et indique que la structure du régime fiscal (autres que tout élément susceptible de faire l'objet d'une soumission) fait partie intégrante de la conception et du potentiel de recettes de la vente aux enchères et réciproquement.

Appendice I. Consultations avec les organisations de la société civile (OSC) et les entreprises extractives : principaux points

Organisations de la société civile (OSC)

Il est nécessaire d'établir un partenariat tripartite solide entre les OSC, l'État et le secteur privé. Les OSC ont en général une connaissance limitée du secteur, aussi les donateurs et le FMI devraient-ils collaborer avec elles et renforcer leurs capacités dans ce domaine.

Le FMI devrait soutenir les OSC dans leur combat pour la transparence par la divulgation des contrats signés avec les entreprises et des impôts recouverts au titre des projets des IE.

Le FMI devrait jouer un rôle décisif en soutenant les gouvernements dans les efforts qu'ils déploient pour mener une politique efficace de recouvrement des impôts et d'audits.

Les ressources naturelles représentent une injection de capitaux dans l'économie, sans être nécessairement synonymes de croissance pour les collectivités qui en sont richement dotées.

Les grands principes guidant la politique générale en matière d'IE devraient s'attaquer à la question du caractère limité des ressources naturelles et à la nécessité qui en découle de les exploiter de façon à servir adéquatement les intérêts des générations futures.

Les redevances présentent de nombreux inconvénients pour le pays hôte. L'impôt sur le revenu est beaucoup plus avantageux, mais nécessite de renforcer les capacités pour suivre les prix de transfert abusifs.

Dans ses conseils, le FMI devrait proposer d'affecter directement aux collectivités locales concernées un pourcentage des impôts tirés des activités extractives (voir toutefois les deux points suivants).

L'expérience semble indiquer que, souvent, les recettes affectées aux provinces où les mines ou puits sont situés ne sont pas bénéfiques.

Les rentes des IE doivent être partagées de façon équitable entre les différentes parties prenantes (entreprises, États et collectivités régionales). Il conviendrait d'encourager les régimes fiscaux transparents, justes, progressifs et écologiquement rationnels : c'est la meilleure façon d'éviter la corruption, ainsi que l'érosion de l'assiette fiscale, et d'assurer les citoyens et les investisseurs que les rentes des IE sont partagées équitablement.

Entreprises extractives

Mines

Il est important de mettre l'accent non seulement sur le partage des rentes et des recettes, mais aussi sur de vastes indicateurs des retombées économiques et sociales du secteur minier.

Il conviendrait également d'utiliser les recettes tirées des ressources naturelles pour renforcer les institutions et les capacités administratives.

La concurrence entre les entreprises peut se traduire à terme par un surinvestissement et une plus grande instabilité des prix.

Le profil de risque des projets est tout aussi important que la mesure claire de la VAN anticipée.

Parmi les parties prenantes, ce sont les États qui ont enregistré la plus forte augmentation de leurs recettes depuis 2005 ; les sociétés minières utilisent leurs bénéfices accrus pour financer de futurs investissements. Une trésorerie importante au bilan ne signifie pas que l'entreprise est sous-imposée.

Les ventes aux enchères ne maximisent les valeurs que lorsque les informations sur la base de ressources sont suffisantes (il convient de souligner que cela est moins courant pour les mines que pour le pétrole).

Le système fiscal devrait être prévisible, fondamentalement axé sur les bénéfices et sans effet rétroactif. Il n'existe aucune répartition idéale des rentes entre les entreprises et les États, celle-ci variant selon les circonstances.

Secteur pétrolier

La prospection comporte des risques élevés et de nombreuses découvertes ne sont pas économiques.

Le taux de succès commercial est influencé (mais pas uniquement) par les aspects fiscaux.

Le secteur évolue à mesure que la prospection s'oriente vers les eaux profondes et les sources non conventionnelles de pétrole et de gaz ; ces opérations exigent des délais plus longs et comportent parfois des risques plus élevés.

A l'échelle mondiale, le prélèvement moyen de l'État dans le cas des projets pétroliers ou gaziers est de l'ordre des deux tiers, aussi le secteur n'est-il pas sous-imposé.

Les entreprises pétrolières ont besoin de régimes fiscaux clairs, stables et simples.

Les cours du pétrole et du gaz divergent de plus en plus, ce dont ne tiennent pas compte les régimes fiscaux.

L'analyse des entreprises pétrolières ne se résume pas à des taux d'imposition : elle prend en considération le dosage des risques avec l'État, comment éviter la double imposition et la possibilité de déduire les dépenses.

Les ventes aux enchères connaissent un succès mitigé : certaines offres acceptées étaient insoutenables. Les primes sont délicates en ce sens que, souvent, elles ne peuvent faire l'objet d'une déduction fiscale ; des ventes axées sur des objectifs de production ou des paiements conditionnels pourraient être préférables.

Les redevances ou les prélèvements sur la production brute faussent les décisions en matière d'investissement et de production.

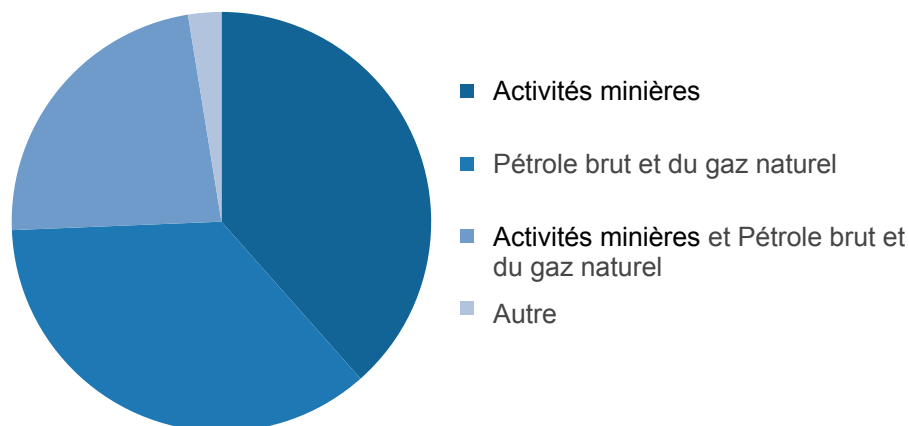
Appendice II. Industries extractives : assistance technique en régimes fiscaux depuis 2006

L'AT sur la fiscalité des ressources naturelles, assurée aux pays membres par les services du FMI et des experts est importante et se développe progressivement. Au cours des sept derniers exercices budgétaires (2006–12), les services du FMI ont effectué environ 85 missions d'AT dans 37 pays,³⁸ qui portaient entre autres sur la fiscalité des ressources naturelles, la moitié d'entre elles en 2011 et 2012 seulement (Graphiques 1 et 2). En 2006, il n'y avait eu que six missions, contre 31 en 2012. Cette augmentation cette dernière année tient essentiellement à l'entrée en activité du fonds fiduciaire spécialisé sur la richesse en ressources naturelles (MNRW TTF), mais une forte hausse des missions financées sur ressources internes ou autres (au nombre de 15) avait déjà été observée en 2011. Pour l'exercice 2013, 33 missions (pilotées du siège) sur l'imposition des ressources naturelles sont déjà prévues, non compris les séminaires ou les visites à court terme d'experts que FAD organisera. Le Département juridique du FMI (LEG) prête son concours à nombre de ces travaux.

Les missions d'AT pilotées du siège servent de fondement aux travaux des services du FMI sur la fiscalité des IE, sans en être pour autant l'unique composante. Les services du FMI prêtent leur concours aux pays dans le cadre de visites, auxquelles participent souvent des experts externes, en vue de s'attaquer à des questions spécifiques à l'occasion de missions du département géographique et d'organiser des conférences ou des séminaires occasionnels (le dernier en date intitulé *Resources without Borders* a eu lieu à Washington en mai 2012 et portait sur les aspects internationaux de la fiscalité des industries extractives). Le FMI a publié un ouvrage important sur le sujet en 2010 (Daniel, Keen, and McPherson). La stabilité relative du nombre des missions en 2008–10 s'explique en partie par la concentration des travaux sur ce livre, la conférence à son origine et les activités parallèles de sensibilisation.

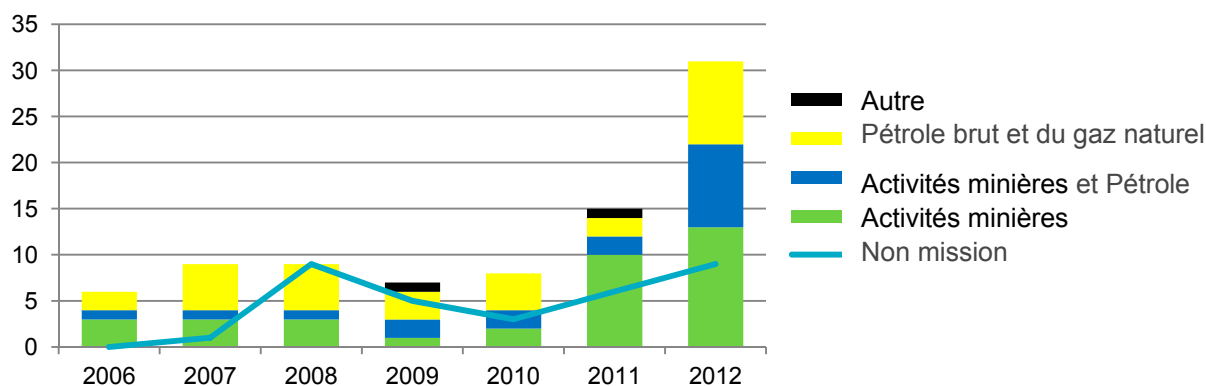
³⁸ Y compris un petit nombre de consultations au titre de l'article IV, pour lesquelles des documents de la série des Questions générales ont été préparés au sujet de la fiscalité des IE.

Graphique 1 des appendices. AT sur l'imposition des ressources naturelles par secteur, exercices 06–12



Source : estimations des services du FMI.

Graphique 2 des appendices. Nombre de missions et autres activités par exercice, exercices 06–12



Source : estimations des services du FMI.

Les conseils du FMI en matière de politique fiscale portent essentiellement sur la fiscalité du pétrole (pétrole et gaz) et des mines (or, cuivre, minerais de fer et charbon le plus souvent, mais aussi uranium et diamants), bien que d'autres ressources naturelles soient occasionnellement évoquées : énergie hydroélectrique et géothermique (Islande 2011) ou foresterie et agriculture commerciale (Liberia 2009). Récemment, les services du FMI ont donné des conseils sur l'élaboration d'un régime fiscal pour l'exploitation du gaz de schiste (Pologne 2012). Ces activités d'AT étaient consacrées uniquement pour la plupart à l'imposition des ressources naturelles. Dans d'autres cas, ces questions ont été abordées dans le cadre d'un examen plus général de la politique fiscale (Malawi 2011 ou Tanzanie 2012,

par exemple) ou s'intègrent plus largement à des questions comme la décentralisation fiscale (Pérou 2006, Liberia 2009 ou Bolivie 2010).

Le modèle FARI est utilisé pour donner des conseils sur les questions macrofiscales et la gestion des recettes tirées des ressources naturelles. Les statistiques sur ces activités ne sont pas compilées séparément, mais les exemples vont de l'Ouganda (2008), du Ghana et du Nigeria (2010) et de Timor-Leste à la Sierra Leone (2012). La FARI elle-même a été utilisée par quatre équipes d'AFR et, avec le concours de FAD, AFR met en place ses propres capacités en personnel dans ce domaine.

Le FMI a aussi développé ses travaux sur l'administration des recettes dans les pays riches en ressources naturelles, sujet relativement négligé. Bien que la progression n'ait pas été aussi rapide que pour les questions de fond, le MNRW TTF couvre aussi l'administration des recettes : des projets sont lancés en République démocratique du Congo, en Sierra Leone, en RPD Lao et en Mongolie. L'Ouganda et la Zambie ont aussi bénéficié de conseils.

Appendice III. Aspects de l'impôt sur les sociétés qui revêtent une importance particulière pour les industries extractives

Évaluation de la production aux fins des bénéfices

Il se peut que les principes d'évaluation utilisés pour l'impôt sur les sociétés et pour les redevances ne concordent pas toujours. Bien que la cohérence simplifie l'administration, il est parfois impossible que les dates d'évaluation ou les bases de fixation des prix soient compatibles, car l'évaluation aux fins de l'impôt sur les sociétés doit en général permettre d'obtenir les "bénéfices nets" et d'effectuer toutes les déductions nécessaires à la même date que pour les coûts, du moins si les conditions pour obtenir un crédit d'impôt étranger sont réunies. Dans le cas des redevances, on dispose de plus de souplesse pour choisir une date d'évaluation ou utiliser un prix de référence.

L'évaluation des minéraux en vrac comme la bauxite, le rutile et le minerai de fer est complexe, ce qui est souvent vrai aussi pour le gaz naturel. Les prix de référence ne sont pas aussi transparents et disponibles que ceux, par exemple, du pétrole, de l'or et du cuivre. En s'appuyant sur les prix réalisés, les autorités s'exposent à des risques considérables. Les prix de référence peuvent parfois être obtenus auprès de sources exclusives (comme Platts pour le minerai de fer), mais il faut les adapter pour tenir compte des différentiels de qualité et de coûts de transport. Lorsque les minéraux sont vendus par contrat et que les prix ne peuvent être fixés dans des conditions normales de concurrence, les autorités devraient avoir le droit d'approuver le contrat. Les services fiscaux devraient pouvoir proposer des accords préalables de prix.

Interaction de l'IS et du partage de la production

Le partage de la production crée éventuellement une relation complexe avec l'IS en ce sens qu'un double calcul est nécessaire, souvent selon des règles différentes. Les revenus du contractant au titre à la fois du *cost oil* et du *profit oil* sont additionnés et considérés comme des bénéfices bruts aux fins de l'IS et les déductions normales d'IS sont appliquées. Ce système amène souvent à séparer l'administration du partage de la production de celle de l'impôt (voir infra). Certains systèmes utilisent la "rémunération pour compte" qui permet de régler l'obligation du contractant à partir de la part des bénéfices pétroliers qui revient à l'État, stabilisant automatiquement tout impôt exigible.

Déductions autorisées

Les coûts déductibles devraient en général faire naître des bénéfices imposables pour celui à qui ils sont payés.³⁹ Ce principe important nécessite impose, par exemple, de pouvoir effectuer des retenues à la source sur les paiements d'intérêts ou au titre de services techniques faits à des non-résidents.

Taux de l'IS et relations avec les impôts supplémentaires sur les rentes

Le taux approprié de l'IS pour les IE est lié à de vastes objectifs. Il dépend (1) de l'intention des autorités d'abaisser ou non le taux général à terme, (2) de leurs souhait de conserver ou non un taux élevé d'IS pour les IE et (3) de l'équilibre global avec les autres impôts, en particulier les retenues à la source sur les dividendes et tout impôt supplémentaire éventuel sur les rentes.

Un taux commun d'IS pour tous les secteurs est en général préférable. L'IS est considéré comme un impôt visant les opérations commerciales effectuées dans un pays et non en particulier l'extraction des ressources naturelles ; par contre, les redevances et tout impôt supplémentaire sur les rentes sont spécifiques à l'extraction des ressources naturelles et représentent un prélèvement pour le droit d'extraction. Toutefois, les entreprises examinent les répercussions fiscales globales, d'abord sous l'angle économique intrinsèque du projet, puis sous celui de l'efficacité fiscale des structures organisationnelles et de financement, de la capacité de tirer parti de crédits d'impôt dans le pays d'origine et de l'utilisation d'autres opportunités de planification fiscale. Ainsi, les entreprises prendront en compte l'IS dans leur évaluation des conséquences de l'impôt sur leur taux de rentabilité interne, soit la VAN à un taux d'actualisation seuil.

A cause des impôts supplémentaires sur la rente, le taux de l'IS est moins important.

Cela serait particulièrement vrai si le taux d'imposition de la rente devait être ajusté (dans un sens ou dans l'autre) aux variations du taux de l'IS.

Déductions pour amortissement et définitions des dépenses en capital

Dans le cas des IE, les déductions pour amortissement sont souvent généreuses par rapport au montant inscrit dans les livres ou à l'amortissement économique

vraisemblable. Cela peut être justifié par des raisons tenant à la réduction des risques, mais retarde les recettes de l'État.

³⁹ Sauf dans le cas des redevances versées à l'État et de certains paiements qui peuvent être capitalisés même lorsqu'ils font naître des bénéfices courants pour celui qui les reçoit.

Les déductions pour amortissement comptées à partir de l'année de la dépense représentent une accumulation non intentionnelle de pertes dans les grands projets des IE. Une pratique plus courante est de commencer à tenir compte de ces amortissements au cours de l'exercice où la production commerciale a débuté et même d'utiliser une règle d'exercice partiel (si la production commence après six mois, on prévoit une déduction pour la moitié de l'exercice). De cette façon, tous les actifs sont traités sur un pied d'égalité par rapport au revenu produit, indépendamment de la date de l'achat ou de la construction.

Les dépenses en capital des secteurs minier ou pétrolier nécessitent d'être définies. Souvent, les dépenses en capital consacrées au forage, l'élimination des déchets, l'enlèvement des morts-terrains, le forage de puits et autres activités analogues sont immédiatement décaissées. Les normes internationales d'information financière (IFRS) procurent maintenant une base pour déterminer ce qui devrait être dépensé et ce qui devrait être amorti.

Pertes reportées par les entreprises extractives et cantonnement (*ring fencing*)

Les entreprises extractives disposent souvent d'une période prolongée, voire illimitée, pour reporter les pertes. Cela ne crée aucun problème particulier, sauf en ce qui concerne le suivi des pertes. Il n'existe en tout état de cause aucune raison de refuser la déduction de pertes régulièrement subies (en pratique, par l'utilisation de déductions pour amortissement).

Des critères d'application sont nécessaires pour avoir recours au cantonnement permis par permis. Des pays comme la Norvège et le Royaume-Uni autorisent une consolidation pour le pétrole offshore dans le cadre d'un cantonnement sectoriel. Dans le cas des pays en développement préoccupés par les reports de produits, le cantonnement par permis peut être judicieux.

Déductibilité des intérêts

Les règles générales concernant la capitalisation restreinte devraient normalement s'appliquer, mais si elles sont déficientes, des dispositions spéciales peuvent être nécessaires. La solution consistant à refuser toute déduction immédiate des paiements d'intérêts qui dépassent une certaine fraction des bénéfices (par exemple, 50 %, plus les intérêts acquis) est un point d'ancrage utile pour autoriser la déduction des intérêts, avec parallèlement une "sphère de sécurité" à un ratio dettes/fonds propres de, par exemple, 1,5:1.

Il faut plafonner le taux d'intérêt déductible. Un critère équivalent à des conditions normales de concurrence devrait au moins être prévu dans la législation fiscale, normalement dans le contexte d'une règle générale de fixation des prix de transfert. Une autre solution est de préciser une marge par rapport à un taux d'intérêt international de référence libellé en dollars.

Régénération et remise en état de l'environnement — Régime fiscal

Des règles spéciales devraient permettre de prévoir les dépenses éventuelles d'abandon et de régénération. Les provisions pour dépenses futures ne sont pas déductibles en général, mais en l'occurrence, toutes les parties y ont intérêt. Des règles précises sont nécessaires pour définir des projets et des budgets et pour prévoir les déductions de coûts pertinentes. Par exemple, les calculs intègrent-ils ou non les projections d'inflation ? Les futurs coûts budgétisés devrait-il être actualisés à un taux d'intérêt approprié ? De nombreux pays prévoient maintenant des contributions déductibles à un fonds d'abandon ou de régénération.

Traitement des opérations de couverture

Les plus ou moins-values résultant d'opérations de couverture peuvent fonctionner dans les deux sens. La clôture de positions de couverture, au titre de transactions régulières au comptant ou sur contrat, peut se traduire par un gain ou une perte pour l'État. Celui-ci n'a aucun contrôle sur les décisions commerciales de couverture et peut souhaiter ne pas être exposé à ce genre d'opération. Une solution est d'ignorer complètement les opérations de couverture, ce qui nécessite alors d'utiliser des prix de référence. Les opérations de couverture ne tomberaient pas sous le régime fiscal des mines, mais relèveraient des dispositions générales de l'IS applicables. L'Australie utilise une autre solution plus complexe : on distingue entre les opérations de couverture de nature "commerciale" et celles de nature "financière." L'exclusion des opérations de couverture est sans doute plus simple.

Les services du FMI ont tendance à conseiller aux pays de ne pas s'exposer aux opérations de couverture des entreprises, sauf par choix délibéré (des opérations de couverture sur l'or avant une hausse des cours ont abouti à des pertes de bénéfices) et de prélever des impôts à la juste valeur marchande, qui correspond en général au cours de référence pour les transactions au comptant. Il peut toutefois y avoir des exceptions : par exemple, les cours à long terme du gaz intègrent en général un mécanisme de couverture.

Plus-values de cession de participation

Deux séries connexes de questions se posent :

- ***Ces plus-values doivent-elles être imposées ?*** Puisqu'elles traduisent probablement une hausse des rentes anticipées, il n'est pas nécessaire de les imposer dans la mesure où les rentes seront elles-mêmes imposées : en Norvège, pays qui impose efficacement les rentes depuis longtemps, les plus-values et les primes versées lors de transactions de cette nature ne sont pas incluses dans l'assiette de l'impôt. D'autres pays (le Royaume-Uni, par exemple) les imposent, selon des règles souvent très complexes. Il faut alors se demander si les plus-values devraient être déductibles de futurs revenus ou bénéfices potentiels (ou s'il faut majorer la valeur imposable de l'actif). Dans le cas contraire, l'acquisition sera sans doute doublement imposée, mais cela se refléterait alors dans le prix d'achat payé et réduirait l'impôt sur la transaction

initiale. Si des futures réductions d'impôts sont autorisées, devraient-elles viser uniquement les plus-values ou des transactions analogues ou être considérées comme un coût d'acquisition du droit des IE et être amorties sur les bénéfices à venir ? En vertu de ces différentes solutions de compensation, l'imposition des plus-values a pour résultat probable de modifier le calendrier des recettes publiques et non leur montant en termes absolus. Une telle imposition peut toutefois être politiquement nécessaire et, en outre, accroît la VA des recettes publiques.

- ***Qui doit/ peut imposer les plus-values?*** Fréquemment, les transactions prévoient non la cession directe de droits miniers, mais la vente d'actions des sociétés qui détiennent les droits miniers ou de sociétés propriétaires d'actions de ces sociétés, et ainsi de suite en remontant une chaîne de propriété souvent complexe et internationale. Une entreprise constituée en société de droit local détenant des droits miniers appartient souvent en fait à des sociétés non résidentes, et échappe ainsi à la fiscalité du pays hôte. L'Afrique du Sud est un exemple de pays qui applique à cet effet une règle de "transparence": lorsque plus de 80 % de l'actif d'une société se compose de droits miniers (considérés comme des biens immeubles), les transactions sur ses actions sont traitées comme des transactions sur les droits miniers eux-mêmes. Si la plus-value est réalisée par un non-résident, elle reste imposable comme une plus-value d'origine sud-africaine. Des problèmes peuvent se poser lorsqu'une convention fiscale interdit ce type d'imposition. L'identification et l'imposition avec succès de transactions auxquelles sont parties des sociétés non résidentes peuvent aussi faire surgir des difficultés pratiques. Différentes solutions ont été proposées : par exemple, imposer de lourdes peines pour fraude fiscale (notamment confisquer les droits miniers si un transfert de propriété n'est pas signalé) ou imposer une "plus-value présumée" de la société locale au titre à la fois de la vente et du rachat des droits miniers.

Il convient de s'assurer que l'imposition des plus-values n'étouffe pas la prospection.

Dans de nouveaux secteurs, elle est en général entreprise par de petites sociétés motivées principalement par la réalisation de plus-values dans le cadre d'accords d'affermage avec de grandes sociétés ou d'une prise de contrôle par de telles sociétés.

Aspects fiscaux du traitement en aval

Le régime fiscal du traitement en aval doit être abordé. Dans le secteur minier, les entreprises peuvent porter le traitement du minerai à un stade ultérieur, au-delà du premier produit susceptible d'être vendu. Par exemple, la transformation de la bauxite en aluminium sera sans doute considérée comme une opération manufacturière ou de traitement et non comme une opération minière; c'est pourquoi les règles normales de l'IS devraient s'appliquer et non celles des redevances ou des impôts miniers. Dans ce cas, des règles sur le prix de transfert de l'aluminium à la raffinerie seraient indispensables. En ce qui concerne le pétrole, une situation parallèle peut être établie avec le traitement et le transport du gaz extrait de gisements éloignés, pour lesquels des règles de fixation des prix de transfert de la production en amont seront nécessaires afin de s'assurer que les ressources naturelles ne sont imposées qu'en amont et que la rente s'accumule à ce stade.

Imposition des bénéfices à la source

Les retenues à la source peuvent jouer un rôle important comme moyen à la fois de mobiliser directement des recettes et de lutter contre l'évasion, mais elles doivent être soigneusement conçues. Si elles permettent éventuellement de mobiliser rapidement des recettes, les retenues sur les paiements aux sous-contractants (en lieu et place d'impôts sur les bénéfices) peuvent aussi accroître les coûts de prospection et d'exploitation puisque ces paiements sont en général majorés pour les couvrir. Les déductions par rapport à l'IS sont aussi accrues, ce qui dilue toute augmentation des recettes. Les pays hôtes s'emploient à imposer des obligations fiscales aux prestataires de services (forage par exemple), même s'ils sont non-résidents, pour s'assurer que les règles fiscales sont respectées. Le manque de clarté des retenues à la source peut être une cause importante de frictions entre les autorités et les contribuables, en particulier pendant les phases de prospection et d'exploitation. Il faut prêter attention aux retenues sur les dividendes et les intérêts qui sont souvent réduites, voire éliminées, dans les conventions fiscales.

Appendice IV. Quel taux de “suramortissement” utiliser pour l’impôt sur la rente?

La logique suivie est que, si le contribuable est sûr de recevoir en fin de compte des avantages fiscaux différés (y compris, si nécessaire, sous forme de paiements de l’État), il est alors en principe judicieux de reporter les avantages non réalisés à un taux sans risque (Fane, 1987; Bond and Devereux, 1995 et 2003). Lorsqu’il y a des doutes sur la détermination des autorités à accorder ces avantages, un ajustement du risque en fonction de cette éventualité (ce qui, il est important de le souligner, n’équivaut pas à un ajustement pour le niveau de risque des propres flux de trésorerie des entreprises) est justifié. La théorie est jusqu’à présent muette sur le taux à utiliser en l’absence de taux sans risque. De nombreux pays en développement n’ont même pas de taux obligataire à long terme fiable en monnaie locale ou en dollars. Si des taux ajustés pour tenir compte du niveau de risques des activités doivent être utilisés, on peut soutenir qu’ils devraient baisser à terme à mesure que diminuent les incertitudes des projets.⁴⁰

En pratique :

- La Norvège et le Royaume-Uni autorisent des suramortissements liés essentiellement au coût du capital, mais pour une durée limitée (4 et 5 ans respectivement) et ainsi reproduisent à terme une diminution.
- Lors des débats de 2010 en Australie, la proposition initiale était un dispositif d’ACC avec report des pertes au taux obligataire de l’État. Toutefois, devant les pressions exercées par le secteur (avec, en partie, l’argument que la valeur fiscale des pertes n’était nullement certaine), le gouvernement est revenu à un *uplift* ajusté en fonction des risques. L’Australie a en outre accordé un suramortissement au titre de l’IRRP plus élevé pour les dépenses de prospection que pour les coûts d’exploitation, ce qui revient à dire que le taux en fait diminue avec le temps.
- Il est important de mentionner que les suramortissements ajustés en fonction des risques ont parfois été portés (comme au Ghana et en Papouasie-Nouvelle-Guinée) à des niveaux tels qu’ils compromettaient la crédibilité du régime fiscal (puisque aucun montant n’était versé). Cependant, des systèmes avec des suramortissements ajustés en fonction des risques ont permis de collecter des recettes élevées au moins en Angola, en Australie, à Timor-Leste et au Zimbabwe.

Sur la base de ces considérations et de ces expériences, les services du FMI ont en général conseillé aux pays en développement d’utiliser de faibles taux de majoration et d’envisager de les limiter dans le temps.

⁴⁰ On peut aussi soutenir que le taux devrait baisser à terme à mesure que l’engagement des autorités d’accorder les avantages fiscaux promis est de plus en plus crédible.

Appendice V. Modélisation des effets de la fiscalité sur la prospection et l'exploitation des ressources naturelles

Le modèle central mis au point dans Smith (2012) caractérise en deux phases le choix optimal de l'entreprise en matière d'investissement.

Premièrement, l'entreprise choisit son investissement en prospection, modélisé sous forme de décision sur le nombre maximum d'échecs qu'elle acceptera avant d'abandonner le projet. Elle prend pour acquis les chances de découverte sur le double plan géologique et technique, ainsi que le régime fiscal qui sera appliqué si le forage est couronné de succès. La décision optimale en matière de prospection maximise la VAN escomptée du projet, après avoir pris en compte tous les impôts.

En second lieu, une fois qu'un champ a été découvert, l'entreprise choisit la récupération primaire et secondaire du puits, en fonction ici encore du régime fiscal, ainsi que la date à laquelle elle abandonnera le champ. L'investissement primaire visant à installer les capacités de production est une variable de choix continue qui permet de fixer le taux d'extraction initial ; l'investissement secondaire est une décision ponctuelle de chronologie, qui établit de combien il est possible d'accroître les réserves restantes du champ. Les choix optimaux de l'entreprise sont obtenus conjointement en maximisant la VAN, une fois tous les impôts acquittés. L'entreprise choisit d'abandonner le champ lorsque le revenu net marginal tiré de la poursuite de l'extraction devient négatif.

Le modèle est calibré pour un champ pétrolier typique, en utilisant des paramètres fondés sur les investissements effectifs. Il est alors utilisé pour analyser l'incidence sur l'investissement de trois régimes fiscaux stylisés : (1) un régime axé uniquement sur des redevances, (2) un contrat de partage de production, fixe ou progressif, et (3) un impôt sur la rente tirée des ressources naturelles, fixe ou progressif.

Les décisions d'investissement des entreprises pétrolières ou gazières sont plus complexes que ne l'indique le modèle de base. Plusieurs développements sont donc étudiés, par exemple, en examinant l'incidence de l'incertitude des cours sur la décision de différer l'investissement ou du cantonnement sur les décisions de prospection. Le cadre de base permet toutefois d'obtenir une caractérisation qualitative et une indication quantitative de l'ampleur des distorsions causées par les divers régimes fiscaux.

Appendice VI. Évaluation des différents mécanismes d'imposition de la rente à l'aide du modèle FARI⁴¹

Le présent appendice utilise le modèle FARI mis au point par les services du FMI pour analyser divers régimes fiscaux en fonction de plusieurs critères et en faire ressortir ainsi les capacités. Le tableau 1 des appendices précise les critères d'évaluation mentionnés au tableau 1 du document principal et énonce les indicateurs comparatifs que les services du FMI utilisent en général.⁴²

Tableau 1 des appendices. Objectifs et indicateurs mesurables

Objectifs des autorités	Indicateurs
Maximiser les recettes publiques : prélever la part maximum à partir de l'assiette la plus large	Taux effectif moyen d'imposition (part de la VAN avant impôt) Recettes publiques attendues en cas d'incertitude sur les cours
Progressivité en fonction des cours	Part du total des bénéfices (= VAN pour l'État/VAN des flux de trésorerie positifs du projet, hors investissement initial) : sensibilité aux cours ⁴³
Progressivité en fonction des coûts	Part du total des bénéfices : sensibilité aux coûts
Éviter les décisions d'investissement ou d'exploitation qui créent des distorsions (neutralité)	Taux effectif d'imposition marginal (TEIM) (part du rendement avant impôt revenant à l'État qui est juste viable pour l'investisseur après impôt) Cours d'équilibre des produits de base (nécessaire pour atteindre le rendement minimal) Probabilité d'une VAN négative en cas d'incertitude sur les cours Analyse du gonflement artificiel des coûts (voir infra)
Incitation suffisante à l'investissement	Taux de rendement interne après impôt pour l'investisseur (TRI) Délai de récupération actualisé, en années Coefficient de variation de la VAN et du TRI Probabilité d'une VAN négative en cas d'incertitudes sur les cours Valeur monétaire attendue (VMA) (VAN pondérée par le risque de prospection)
Gestion des risques par l'État	Calendrier des recettes Fraction des recettes totales perçues pendant les cinq premières années de production
Réduire au minimum les risques et les charges administratives	Complexité : sensibilité à la manipulation.

⁴¹ L'analyse intégrale dont s'inspire le présent appendice est exposée dans un document de travail qui sera publié prochainement.

⁴² Les indicateurs ne sont pas tous utilisés dans le présent appendice.

⁴³ Concept sensiblement analogue à celui de la quasi-rente sur les investissements à fonds perdus.

A. Approche

L'approche à suivre pour isoler les effets de chaque mécanisme d'imposition de la rente est la suivante :

Définir une série d'exemples de projets pétroliers ou aurifères dont les profils stylisés de production et de coûts cadrent avec ceux de projets effectivement mis en œuvre;

Définir une série de régimes fiscaux comportant chacun : (1) un IS identique assorti des paramètres couramment utilisés et (2) un mécanisme additionnel unique d'imposition de la rente (parfois différent selon qu'il s'agit du pétrole brut et du gaz naturel et des mines);

Calibrer chaque mécanisme additionnel de façon à ce que le TEMI (VAN(10))⁴⁴ soit le même pour tous les régimes : de l'ordre de 70 % pour ceux du pétrole brut et du gaz naturel et de 60 % pour ceux des mines, pour des taux de rendement avant impôt respectifs d'environ 40 % et 30 %. Ces rendements correspondent à des projets relativement rentables et les TEMI calibrés se situent à l'intérieur de la fourchette observée dans les régimes ceux du pétrole brut et du gaz naturel et des mines tels qu'appliqués.

Évaluer l'application de chaque mécanisme d'imposition de la rente à différents projets, y compris la réactivité aux variations de la rentabilité des projets en fonction de celles des coûts et des cours des produits de base.

B. Pétrole brut et gaz naturel

Dans le cas du pétrole brut et du gaz naturel, l'analyse porte sur un projet "couronné de succès" qui intègre le risque de prospection, puis celui d'un gonflement artificiel des coûts.⁴⁵ Le tableau 2 des appendices énonce les mécanismes retenus et le tableau 3 donne des exemples extraits de projets ouest africains en eaux profondes. Le graphique 3 des appendices présente une première analyse qui évalue les facteurs économiques d'un projet "couronné de succès" sans prendre en compte directement le risque de prospection. Les conséquences du risque afférent aux cours du pétrole et du risque de prospection sont examinées et présentées aux graphiques 4 et 5 des appendices, respectivement. On intègre ensuite dans la conception des mécanismes fiscaux divers facteurs, dont un certain taux de rendement à titre de paramètre, et notamment comment réduire au minimum le risque de "gonflement."

⁴⁴ TEMI mesuré avec le numérateur (recettes publiques) et le dénominateur (flux de trésorerie avant impôt) actualisés à 10 %.

⁴⁵ Le régime fiscal crée alors une incitation à dépenser plus que nécessaire ou à accélérer l'investissement. Pour une description plus complète, voir infra.

Tableau 2 des appendices. Pétrole brut et gaz : régimes fiscaux

Paramètre	Description	Part marginale minimum ¹	Part marginale maximum	Note
30%	Impôt sur les sociétés uniquement	0%	30%	2/
\$1,925 milliard	Prime à la signature	s/o	30%	
<u>Participation de l'État</u>				
70%	Intégrale (taxe Brown)	70%	70%	3/
50%	Passive	0%	50%	4/
<u>Redevances</u>				
35%	Fixe	35%	58%	5/
Fixe 20% Prog .25%	Fixe + progressive en fonction des cours	20%	62%	6/
<u>Impôt sur la rente tirée des ressources</u>				
39%	Impôt spécial de type norvégien	0%	69%	7/
55%	Impôt sur la rente tirée des ressources pétrolières de type australien	0%	69%	8/
35%	Surtaxe frappant les flux de trésorerie sans suramortissement	0%	70%	9/
<u>Partage de la production</u>				
	CPP : DROP, partage	13%	87%	
	CPP : TDR, 5 tranches	7%	74%	
	CPP : facteur R	11%	69%	
	CPP : TDR, 1 tranche unique (avant impôt)	0%	69%	

Paramètres régimes CPP

CPP: partage DROP		CPP: TDR 5 tranche		CPP: Facteur R		CPP: TDR tranche unique (avant impôt)	
Redevance	0%	Redevance	0%	Redevance	0%	Redevance	0%
Limite CR	70%	Limite CR	70%	Limite CR	70%	Limite CR	100%
MBpd	Share	TDR	Part	Facteur R	Part	TDR	Part
< 25	42%	< 15,0%	23%	< 1,20	35%	< 15,0%	0%
< 50	52%	< 20,0%	33%	< 1,70	40%	> 15,0%	55%
< 75	62%	< 25,0%	43%	< 2,20	50%		
< 100	72%	< 30,0%	53%	< 2,70	55%		
> 100	82%	> 30,0%	63%	> 2,70	55%		

1/ Part marginale des recettes à supposer que les déductions/limites disponibles pour recouvrement des coûts soient intégralement utilisées.

2/ Impôt normalisé pris par hypothèse pour tous les régimes (exception faite de la taxe Brown) — taux de 30 % ; amortissement linéaire quinquennal ; report illimité des pertes ; dividende zéro par hypothèse.

3/ Participation à tous les flux de trésorerie positifs et négatifs parallèlement à l'investisseur privé dès la signature du permis.

4/ Part des contributions en liquide, à un taux d'intérêt et de 15 %.

5/ Redevance déductible de l'IS.

6/ Redevance prélevée lorsque le cours dépasse 60 \$; taux maximum à 160 \$.

7/ Même assiette que l'IS avec déduction des dépenses en capital suramorties de 30 % sur quatre exercices ; remboursement immédiat de la valeur fiscale des coûts de prospection et remboursement des pertes récupérées plus les intérêts accumulés à la fin du projet.

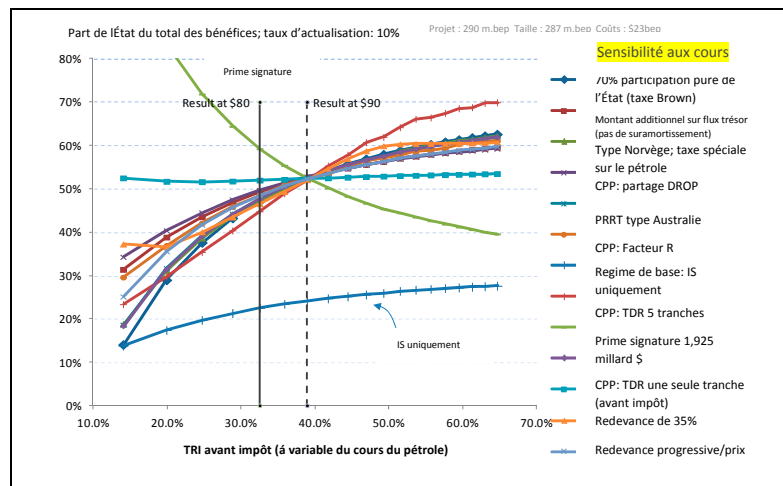
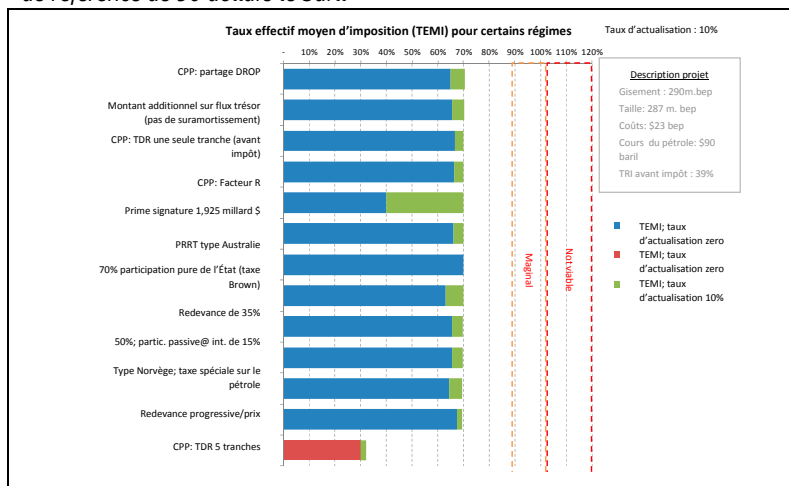
8/ TRIP sur les flux de trésorerie nets après déduction du suramortissement au titre de la prospection (taux obligatoire +15 %) et des autres dépenses (taux obligatoires +5 %). TRIP déductible de l'IS.

9/ Calculée sur la même assiette que l'IS, avec réintégration des charges d'intérêt. Radiation immédiate des dépenses en capital ; aucun suramortissement ajouté au solde reporté.

Graphique 3 des appendices. Evaluation des mécanismes fiscaux utilisés pour le pétrole brut et le gaz naturel : facteurs économiques déterministes ou de projets couronnés de succès

Tous les régimes appliquent le même TEMI au projet de référence, au cours de référence de 90 dollars le baril

Mais réagissent très différemment aux variations des cours ...



Et des coûts (aucune réaction des régimes de redevances)

Et les régimes de redevances faussent davantage les décisions et resserrent la fourchette des projets réalisables

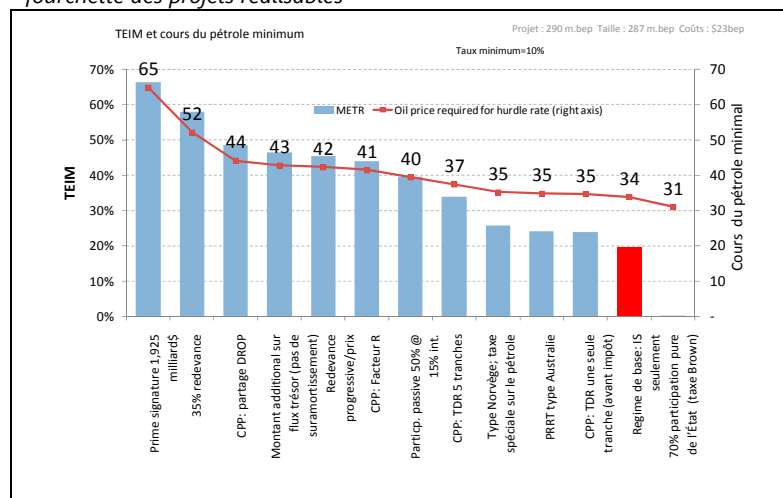
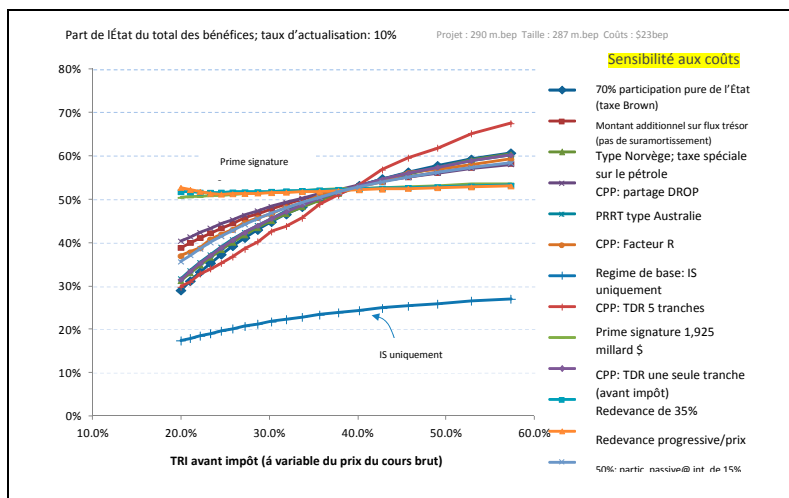
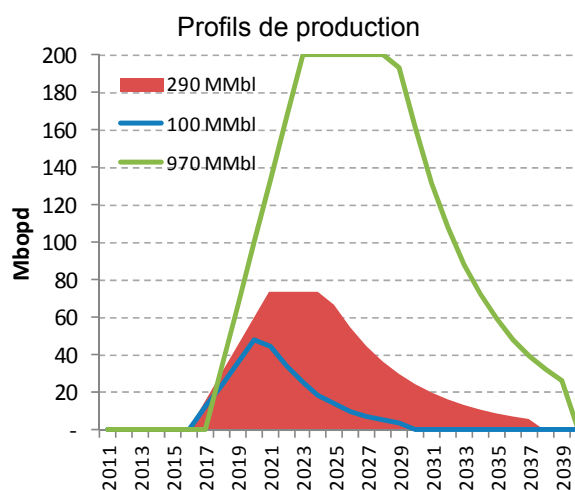


Tableau 3 des appendices. Exemples de projets

Caractéristiques des projets		100 MMbbl	290 MMbbl	970 MMbbl
Nom				
Production	Mb	104	287	971
Durée de production	années	13	21	22
Coûts sur la durée du p \$M				
Prospection		295	330	330
Coûts de développement		1,992	2,500	4,500
Immobilisations de maintien		279	1,125	2,295
Coûts d'exploitation		884	2,387	7,313
Coûts de démantèlement		199	250	450
Total		3,649	6,592	14,888
Par baril \$BI				
Prospection		2.8	1.1	0.3
Coûts de développement		19.2	8.7	4.6
Immobilisations de maintien		2.7	3.9	2.4
Coûts d'exploitation		8.5	8.3	7.5
Coûts de démantèlement		1.9	0.9	0.5
Total		35.2	23.0	15.3

Source : hypothèses des services du FMI.



Prise en compte des incertitudes pesant sur les cours du pétrole : perception des risques par l'investisseur

Les résultats sont basés sur des prévisions déterministes pour les cours du pétrole et les coûts des projets. Au tableau 4 et au graphique 4 des appendices, les incertitudes sur les cours du pétrole sont prises en compte. Le TRI avant impôt attendu du projet est désormais de 31 % — le processus AR(1) se traduit par un cours du pétrole attendu inférieur à celui de 90 dollars utilisé pour calibrer les différents mécanismes.

En cas de cours du pétrole faibles et instables...

Avec les redevances et autres mécanismes fondés principalement sur les recettes, le TEMI attendu est plus élevé et les risques plus graves pour l'investisseur. Au tableau 4 des appendices, le TRI et la VAN (colonnes 1 et 2) sont inférieurs aux anticipations, le TEMI (colonne 3) les dépasse, les périodes de remboursement (colonne 4) plus longues, les variations des rendements (colonne 5) plus fortes et le risque de perte totale (colonne 6) plus grand.⁴⁶ Ce dernier indicateur peut être particulièrement important pour les investisseurs ayant une aversion pour les risques et la VAN moyenne plus pertinente pour ceux dont l'attitude vis-à-vis des risques est neutre. Le TEMI attendu (colonne 3) et la probabilité d'une perte totale sont aussi indiqués au graphique 4 des appendices.

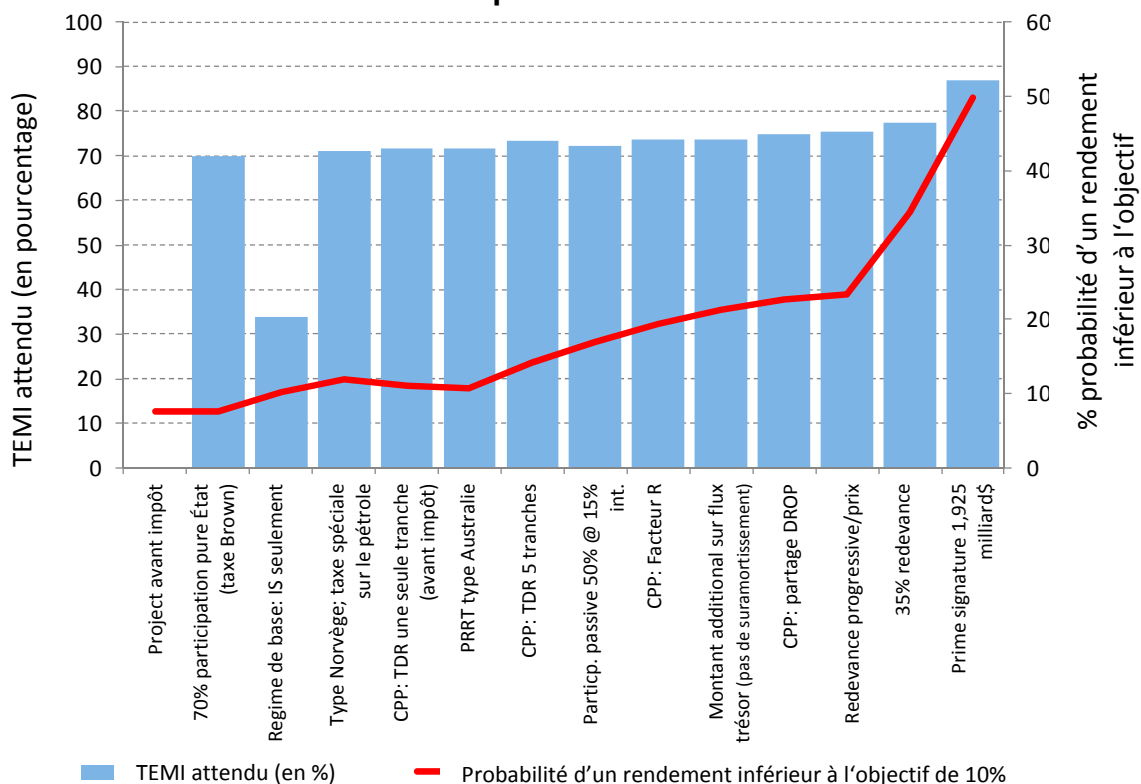
C'est avec la prime à la signature que le TEMI est le plus élevé et le risque de perte pour l'investisseur le plus grave, car il est versé indépendamment de la rentabilité effective.

⁴⁶ Part des simulations stochastiques dans lesquelles le rendement après impôt pour les investisseurs est inférieur au taux minimal de 10 % pris par hypothèse.

Tableau 4 des appendices. Résultats en cas d'incertitudes sur les cours du pétrole

Résultats pour des cours du pétrole stochastiques, classés par TRI								
Offshore ; 290Mbl	TRI moyen après impôt	VAN (10) moyen	TEMI attendu (%)	Rembours. actualisé (ans)	Coefficient de variation du TRI	Impôt induit négatif	Probabilité de rendement inférieur de 10%	Etat VAN10
	%	\$mm	%	%	%	\$mm	%	%
Projet avant impôt	30.7	3,630		11.7	84	n/a	8	n/a
Après impôt :								
Participation de l'État (70%), taxe Brown)	30.7	1,089	70	11.7	46	16	8	2,541
Régime de référence : IS uniquement	26.0	2,403	34	12.1	48	-11	10	1,227
Impôt spécial du type norvégien	20.8	1,055	71	12.5	42	0	12	2,575
CPP : TDR, 1 tranche unique (avant impôt)	19.9	1,033	72	12.3	44	-11	11	2,597
TRRP de type australien	19.8	1,032	72	12.4	44	-11	11	2,598
CPP TDR, 5 tranches	19.7	968	73	12.4	44	-29	14	2,662
50% ; partic. passive @ int. de 15%	19.1	1,012	72	11.1	48	-21	17	2,618
CPP : facteur R	18.7	957	74	12.4	51	-47	19	2,673
Surcharge sur les flux de très. (aucun suramor.)	18.4	952	74	12.7	53	-47	21	2,678
CPP : DROP, partage	17.8	918	75	12.9	55	-65	23	2,712
Redevance progressive en fonction des cours	17.1	890	75	12.9	55	-91	23	2,740
Redevance de 35%	15.7	821	77	13.1	71	-174	34	2,809
Prime à la signature de 1,925 dollars	10.1	478	87	14.4	64	-586	50	3,152

Graphique 4 des appendices. Résultats en cas d'incertitudes sur les cours du pétrole¹



¹ Reprend les colonnes 3 et 7 du tableau 4 des appendices.

Prise en compte du risque de prospection

Jusqu'à maintenant, l'analyse était concentrée sur les facteurs économiques d'un projet unique "couronnés de succès" sans prendre en compte le risque de prospection. La présente section en élargit le champ de façon à évaluer comment les différents mécanismes peuvent influencer les décisions de prospection.

Le principal indicateur utilisé pour évaluer les décisions de prospection est la "valeur monétaire attendue" (VMA) : c'est-à-dire la VAN attendue par l'investisseur qui n'écarte pas le risque de ne faire aucune découverte commerciale (encadré 1).

Le graphique 5 des appendices expose une analyse de la VMA pour un gisement de 290 millions de barils. Cet exemple a aussi été utilisé pour les résultats intégrant les incertitudes sur les cours du pétrole. Cela suppose implicitement que les résultats obtenus avec cet exemple unique cadrent avec ceux attendus en cas de découverte commerciale, qui, en pratique, seront sans doute une VAN pondérée par le risque prise choisie dans une série de résultats possibles évalués par les géologues, mais, une fois cela établi, l'approche analytique serait analogue. Les principales conclusions sont les suivantes :

Tous les régimes semblent viables lorsqu'ils sont évalués sans prendre en compte le risque de prospection. La barre bleue (sombre) du graphique 5 des appendices indique le TEMI attendu pour le projet couronné de succès (colonne 3 du tableau 4 des appendices) ; avant d'intégrer le risque de prospection, tous les régimes semblent viables, en ce sens que le TEMI est inférieur à 100 %.

La plupart des régimes frôlent la non-viabilité lorsque le risque de prospection est pris en considération. La barre verte (claire) indique la part de l'État dans la VAN attendue quand les chances de succès sont de 15 %. Si cette part dépasse 100 %, la VMA est négative pour l'investisseur. Les régimes de redevances fixes et de primes à la signature ne sont pas viables : dans le premier cas, la VMA d'un investissement en prospection est négative, aussi cet investissement ne serait-il pas entrepris et, dans le second, aucun investisseur rationnel n'acquitterait une prime de 1,925 milliard de dollars pour des droits de prospection. En fait, avec des chances de succès de 15 %, l'investisseur ne peut verser qu'une prime égale ou inférieure à 230 millions de dollars pour que la VMA soit positive.

Les régimes dans lesquels l'État rembourse au garantit sa part des coûts de prospection restent viables. Le régime de type norvégien rembourse les coûts de prospection et se rapproche de la neutralité.

Encadré 1 des appendices. Valeur monétaire attendue des décisions de prospection

La VMA est la VAN pondérée par les probabilités en cas de décision de prospector un endroit particulier ou de forer un puits spécifique:

$$VMA = p \times VAN \text{ du projet} \times (1 - \text{taux d'imposition}) - (1-p) \times CAN \text{ de la prospection} \times (1 - \text{remboursement d'impôt})$$

où

p \equiv probabilité d'une découverte commercialement viable (de 10 à 20 % en moyenne à l'échelle mondiale)

VAN du projet \equiv VAN avant impôt attendue sous réserve d'une découverte commerciale. Elle est déterminée par la géologie, la répartition des projets potentiels et la structure locale des coûts pour ces projets

taux d'imposition \equiv part de l'État dans la VAN du projet

CAN de la prospection \equiv coût actuel net des opérations de prospection nécessaires avant de constater l'échec. (Par exemple levés sismiques ou échec d'un seul forage de prospection)

Remboursement d'impôt \equiv remboursement des pertes ou des déductions fiscales que l'investisseur reçoit au titre des coûts de prospection.

Les entreprises s'efforceront d'investir dans la prospection là où la VMA est la plus élevée, et seulement là où elle est positive. La répartition des projets éventuels varie en fonction des endroits (selon des critères géologiques), de même que, par conséquent, la VAN avant impôt attendue. Il convient de noter que le régime fiscal a de l'importance pour, premièrement, la part de l'État dans un projet couronné de succès et, en second lieu, le remboursement (le cas échéant) par l'État des coûts d'une opération de prospection qui se solde par un échec. Lorsque la probabilité d'une découverte est faible, ce second point compte davantage.

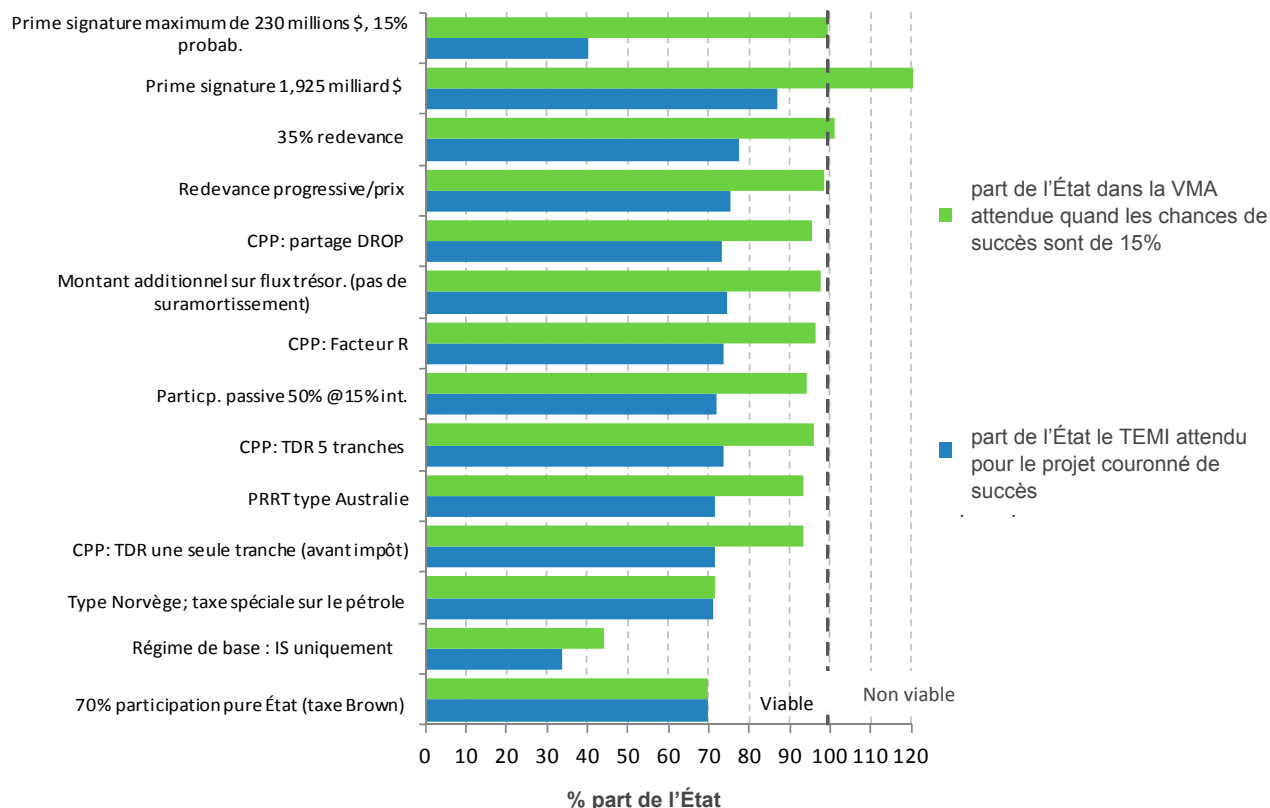
L'État peut rembourser des travaux de prospection infructueux soit directement (comme en Norvège), soit indirectement si le contribuable peut déduire les coûts d'autres opérations imposées relevant de la même juridiction. Les services du FMI conseillent en général aux pays en développement de cantonner séparément chaque projet afin d'isoler l'État des risques de prospection et du report de bénéfices tirés des projets rentables, tout en reconnaissant qu'une telle mesure a certains effets dissuasifs sur la prospection.

La fiscalité est le seul facteur dont l'État a la maîtrise (voir l'exemple 1 infra), la géologie déterminant le reste (exemples 2 et 3) : les pays à fort potentiel de prospection peuvent, toutes choses égales par ailleurs, imposer un régime fiscal plus rigoureux.

Probabilité de réussite	Coûts de prospection dans le cas échéant	Remboursement par l'État dans le cas échéant	La VAN ¹⁰ , après impôt, dans le cas échéant	La VAN ¹⁰ attendue, après impôt, dans le cas de succès	La VAN attendue de la part de l'État dans le cas de succès	La VAN, après impôt	La VAN ¹⁰ de la VMA
A	B	C	D=B-C	E	F	G=(1-F)*E	H=A*G-(1-A)*D
Exemple 1. Un remboursement des travaux de prospection infructueux plus élevé permet une plus grande part d'un projet couronné de succès							
20%	50	0	50	1,000	55%	450	50
20%	50	25	25	1,000	65%	350	50
Exemple 2. La VAN attendue, avant impôt, plus élevée permet une plus grande part d'un projet couronné de succès							
20%	50	0	50	1,000	55%	450	50
20%	50	0	50	1,500	70%	450	50
Exemple 3. Une probabilité de réussite plus élevée permet une plus grande part d'un projet couronné de succès							
20%	50	0	50	1,000	55%	450	50
30%	50	0	50	1,000	70%	300	55

Source : Estimation des services du FMI.

Graphique 5 des appendices. Analyse de la VMA pour un gisement de 290 millions de barils



Ce graphique montre ce qui suit :

La géologie joue un rôle crucial. Le facteur déterminant de l'attrait relatif des opérations de prospection est de loin le type et le volume des ressources souterraines, ainsi que les coûts éventuels de leur extraction (la VAN attendue en cas de succès).

En fin de compte, il prend en considération le risque de prospection dans la part de l'État. Lorsque les taux de succès attendus sont modestes, la part de l'État dans le projet se traduit par une VMA négative et dissuade la prospection si elle est trop élevée.

Lorsque l'État les facilite, les travaux de prospection peuvent avoir un rendement élevé. En réduisant le risque de prospection grâce à de meilleures informations géologiques, l'État

pourrait percevoir davantage de recettes fiscales. Il pourrait financer directement les travaux de base ou faciliter la prospection par d'autres à l'aide de levés sismiques théoriques.⁴⁷

Lorsqu'il garantit le remboursement des pertes, l'État peut aussi accroître sa part en cas de succès. Un régime en vertu duquel il garantit qu'il prendra ses responsabilités fiscales si un projet n'est pas rentable lui permet d'exiger une part plus élevée dans les projets rentables. Les pays qui ne peuvent être crédibles dans ce domaine doivent adapter leur régime fiscal, reconnaissant que les investisseurs acceptent un risque d'échec plus grave, et, toutes choses égales par ailleurs, doivent donc exiger une part moins élevée si le projet est couronné de succès.

Le risque de “gonflement artificiel des coûts”

Il y a “gonflement artificiel des coûts” lorsque, pour des considérations fiscales, les pays incitent à encourir des coûts réels qui, autrement, ne seraient pas rentables; une distorsion parallèle consiste à créer aussi une incitation à accélérer l'investissement par rapport à son calendrier avant impôt optimal.⁴⁸ Cela revient, de manière générale, à une situation où le taux effectif d'imposition marginal induit par certaines dépenses est négatif.

Ce gonflement artificiel peut se produire dans le cadre d'un IS standard lorsqu'on anticipe une baisse du taux d'imposition..., puisque cela signifie, par exemple, que les déductions pour investissement sont utilisées à un taux d'imposition plus élevé que celui auquel les bénéfices additionnels générés seraient imposés.

... Mais il a attiré une attention particulière dans le cas des impôts sur les rentes basés sur un certain nombre de taux de rendement (TDR) notionnels, que ce soit comme taux d'imposition seuil (ou report des déductions non utilisées) ou pour prévoir un abattement pour le coût des fonds propres.

Une incitation à gonfler artificiellement les coûts (IAG) peut être créée dans les régimes TDR lorsque le taux de rendement seuil excède nettement le taux d'actualisation de l'investisseur et que le taux d'imposition est très élevé. Avec un taux de rendement seuil élevé, l'investisseur tire un parti considérable (sous la forme d'une réduction de la part de

⁴⁷ Certaines entreprises financent elles-mêmes ces levés en collaboration avec le pays hôte, puis revendent les données à d'autres sociétés pétrolières éventuellement intéressées. Le pays peut utiliser ces données pour faire des analyses prospectives préliminaires ou estimer les réserves (facteur crucial pour établir le régime fiscal).

⁴⁸ À proprement parler, cela se produit lorsque, pour l'investisseur, la VAN après impôt augmente grâce à une diminution de celle avant impôt obtenue en dépensant intentionnellement plus qu'il n'est nécessaire ou en accélérant l'investissement par rapport au calendrier avant impôt optimal.

l'État) de ses dépenses supplémentaires. Lorsque le taux d'imposition est élevé, il existe une forte incitation à différer ou à réduire la part de l'État en dépensant davantage.

Les dispositifs TDR à tranches multiples risquent davantage de créer une IAG. Ce n'est pas à cause de leur progressivité : il n'y a pas de distorsion aussi longtemps que la fiscalité est basée sur le TDR avant impôt. Cependant, en pratique, les taux d'accumulation dans les tranches supérieures sont souvent beaucoup plus élevés que les taux d'actualisation des investisseurs. Dans leurs modèles, les services du FMI laissent entendre que les dispositifs à tranche unique assurent une flexibilité et une progressivité suffisantes.

L'existence d'une IAG dépend aussi des caractéristiques du projet en question. Les projets assortis de profils de production longs et uniformes sont davantage vulnérables à l'IAG, car ils sont susceptibles de générer des bénéfices et d'accumuler un suramortissement plus longtemps qu'un gisement pétrolier classique qui atteint rapidement son pic de production ; en conséquence, une augmentation des dépenses à court terme peut réduire davantage la part de l'État une fois pris en compte le suramortissement cumulé.

Même si elle est mathématiquement possible pour un régime et un projet donnés, une incitation à gonfler artificiellement les coûts n'est sans doute utilisée que dans le cas de projets relativement rentables, car, s'ils sont marginalement rentables, l'investisseur doit concilier des dépenses aujourd'hui élevées avec une réduction incertaine des futures recettes de l'État.

Il faut pour limiter les risques de gonflement — et inversement — choisir soigneusement le TDR de référence (voir l'appendice IV).

C. Mines

Une évaluation analogue a été réalisée pour une série de mécanismes fiscaux utilisés en général dans les régimes miniers, avec des conclusions dans l'ensemble comparables.

Les régimes sont exposés au tableau 5 des appendices et le projet aurifère retenu à titre d'exemple principal au tableau 6, les conclusions les plus importantes sont les suivantes :

Les régimes de redevances réagissent faiblement aux variations des bénéfices qui résultent de celles des coûts (graphique 6 des appendices, partie inférieure gauche).

La redevance progressive se traduit par des variations graduelles de la part de l'État à mesure qu'évoluent les cours, ce qui semble indiquer que cet instrument est quelque peu rudimentaire (graphique 6 des appendices, partie supérieure droite). Il est certes possible d'affiner les paramètres pour lisser cette réponse (au prix d'une plus grande complexité), mais tous les paramètres choisis reflèteraient une hypothèse implicite quant à la rentabilité relative des projets pour chaque cours. En pratique, les projets étant tous différents, les redevances n'ont pas le même effet sur chacun d'eux. Celles qui, pour régler ce point, sont calculées par

référence à un ratio des bénéfices d'exploitation deviennent alors l'équivalent d'un impôt variable sur les bénéfices.

Les projets miniers génèrent une rente avant impôt plus faible que les projets pétroliers et gaziers. Ainsi, le champ d'application des mécanismes d'imposition de la rente est plus étroit, de même que la série de résultats. Les régimes ont été calibrés avec une part de l'État plus faible, qui s'inscrit dans la logique des TEMI moins élevés observés dans le secteur minier (graphique 6 des appendices, partie inférieure droite).

Tableau 5 des appendices. Évaluation des régimes fiscaux miniers

Participation intégrale de l'État (taxe Brown)/1		Redevance fixe	
Part des fonds propres, dès la signat. du ç	60%	Taux	6%
Impôt sur la rente des ressources (base : flux de très.)/2		Redevance progressive /5	
Impôt sur la rente des ressources	16,0%	Redevance sup.(6 tranches), min/max	2.0% / 10.0%
Rendement seuil	12,5%	Fourchette de cours la + faible/red. la +éle	\$1050 / \$1450
Assiette	Avant impôt	Relèvement des fourchettes de cours	yes
Impôt sur les bénéfices exceptionnels/3		Fonds propres libre. dispon. (part des d	9,0%
Taux	16,0%	Impôt sur la rente des ressources (ACC)/6	
Cours seuil de l'or	1 000	Taux	12%
Relèvement du seuil	Non	Intérêts (réintégration)	no
Impôt variable sur les bénéfices/4		Suramort. au titre du cap. de base non arr	12,5%
Impôt minimum sur les bénéfices	25%	Remboursement des pertes à la fin du pro.	yes
Impôt maximum sur les bénéfices	49%	Impôt supplémentaire après suramortissement	
Impôt sur les sociétés (par hyp. dans tous les régimes)		Taux	12,0%
Impôt sur les sociétés	30%	Suramort. ponctuel au titre du capital de ç	40,0%
Amortissement des coûts de développeme	5	Intérêts (réintégration)	no
Impôt sur les sociétés (par hyp. dans tc	4	Proposition Henry (ACC) /7	
Retenue à la source sur les dividendes	10%	ISBR, taux	14,0%
Fonds propres/dette pris par hypothèse	0%	Suramortissement, taux	5,6%
		Pertes remboursées à la fin du projet	yes
		IRRM de type australien /8	16,0%
		Suramortissement, taux	12,6%
		Pertes remboursées à la fin du projet	no

Source : hypothèses établies par les services du FMI

1/ Fonds de roulement — participe à tous les flux de trésorerie positifs et négatifs dès le début du projet.

2/ Impôt sur la rente des ressources (IRR) prélevé dès que le rendement des flux de trésorerie atteint le seuil voulu. L'expression avant impôt signifie que les flux de trésorerie excluent l'IS et que l'IRR est déductible de l'IS.

3/ Bénéfices exceptionnels : fraction du cours de l'or dépassant le seuil spécifié ; cela correspond aux approches mongolienne et zambienne (encore que l'impôt a été abrogé dans ces deux pays).

4/ Taux variable déterminé par ratio bénéfices imposables/recettes. Taux d'imposition % = $60 - 1150/(\text{ratio} \times 100) = \text{max } 48,5\%$.

5/ Le cours de l'or détermine la redevance sur la production totale ; en termes non cumulatifs.

6/ Abattement au titre du capital social ; suramortissement des pertes et des actifs non amortis.

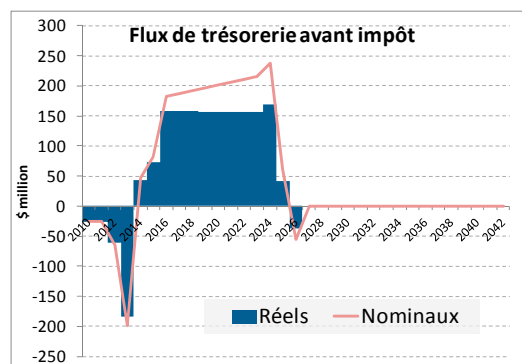
7/ Structure analogue, avec paramètres modifiés et redevance zéro, à la proposition Henry (ACC).

8/ Structure analogue, avec paramètres modifiés et redevance zéro, à l'IRRM.

Tableau 6 des appendices. Exemple de projet aurifère

Données relatives au projet¹

Production totale	2 millions d'onces sur 12 ans	
Coût du projet	\$, millions	\$, once
Prospection	50	25
Dép. en cap.	348	174
Dép. d'exploit.	789	395
TC/RC	115	58
Démant	37	18
	<hr/>	<hr/>
	1.,339	670
TRI avant impôt au cours réel constant de \$1300 l'once	30%	



¹ Par hypothèse, le projet exporte un concentré d'or qui nécessite d'être fondu en dehors du pays hôte.

Les conclusions à tirer du graphique 6 des appendices sont notamment les suivantes :

Avec des cours déterministes, la redevance progressive ne semble pas accroître sensiblement les risques (graphique 6 des appendices, partie droite inférieure). Ce point sera approfondi dans la prochaine section.

Prise en compte des incertitudes relatives au cours de l'or

Si le cours de l'or est prévu de façon stochastique,⁴⁹ de nouvelles caractéristiques apparaissent. Lorsque les cours pris par hypothèse pour calibrer le régime sont instables et inférieurs en moyenne à 1.300 dollars l'once, le TRI avant impôt du projet est ramené à 18 %, ce qui le rend relativement marginal.

Le tableau 7 des appendices montre que :

La redevance fixe accroît sensiblement les risques pour les investisseurs. Le TEMI attendu est désormais de l'ordre de 94 % (colonne 3) et le régime des redevances se traduira sans doute par un rendement inférieur de 20 points de pourcentage au taux minimum (colonne 5).

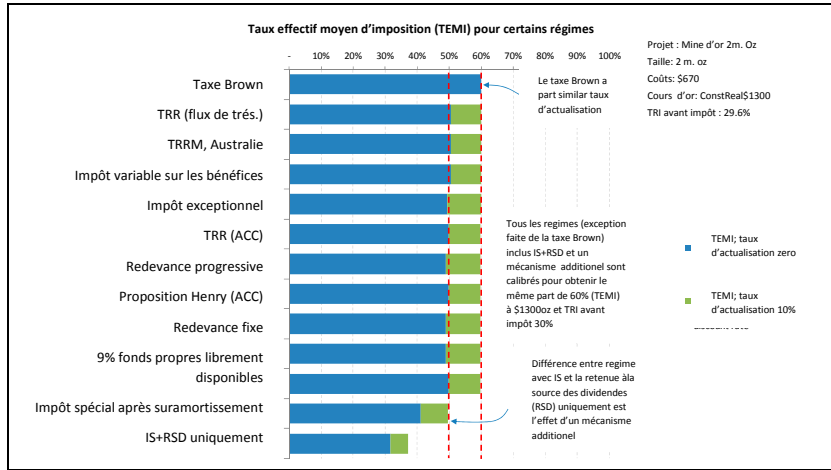
La redevance progressive et les régimes "exceptionnels" (c'est-à-dire liés à un cours seuil) accroissent également les risques pour l'État. Ils sont asymétriques, ne saisissant qu'une fraction des cours à la hausse, et seront sans doute appliqués avec des cours stochastiques, même si le cours moyens est inférieur.

Les régimes fondés sur le taux de rendement présentent moins de risques, sans pour autant réduire sensiblement le TEMI et la VAN pour l'État (colonnes 3 et 6).

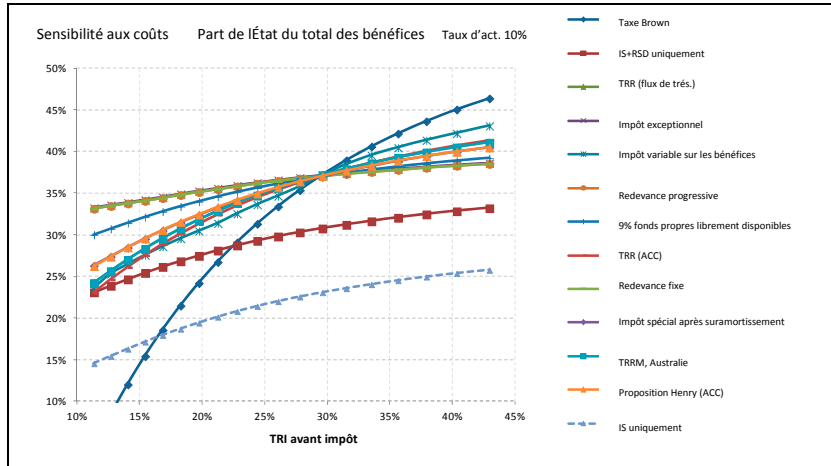
⁴⁹ Comme dans le cas du pétrole brut et du gaz naturel, un processus AR(1) a été utilisé.

Graphique 6 des appendices. Évaluation des mécanismes miniers

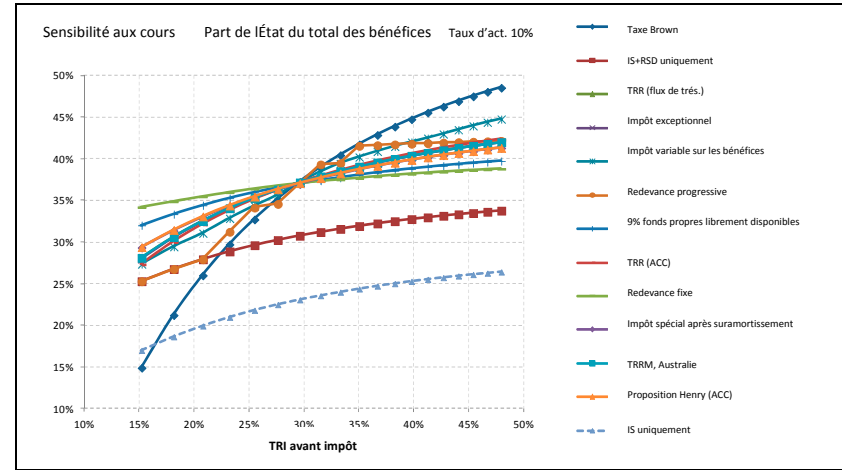
Les régimes sont calibrés pour obtenir le même TEMI à un cours de l'or de 1300 dollars l'once



Et des coûts : les régimes fondés sur les bénéfices réagissent, mais non ceux fondés sur les redevances



Mais, ils réagissent différemment aux variations des cours...



Et les régimes de redevances fixes faussent davantage les décisions et resserrent la fourchette des projets réalisables.

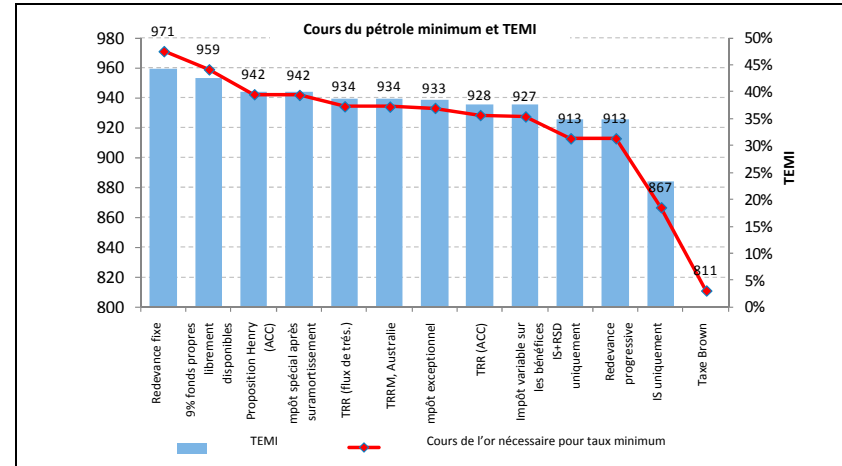


Tableau 7 des appendices. Résultats en cas d'incertitudes sur les cours de l'or

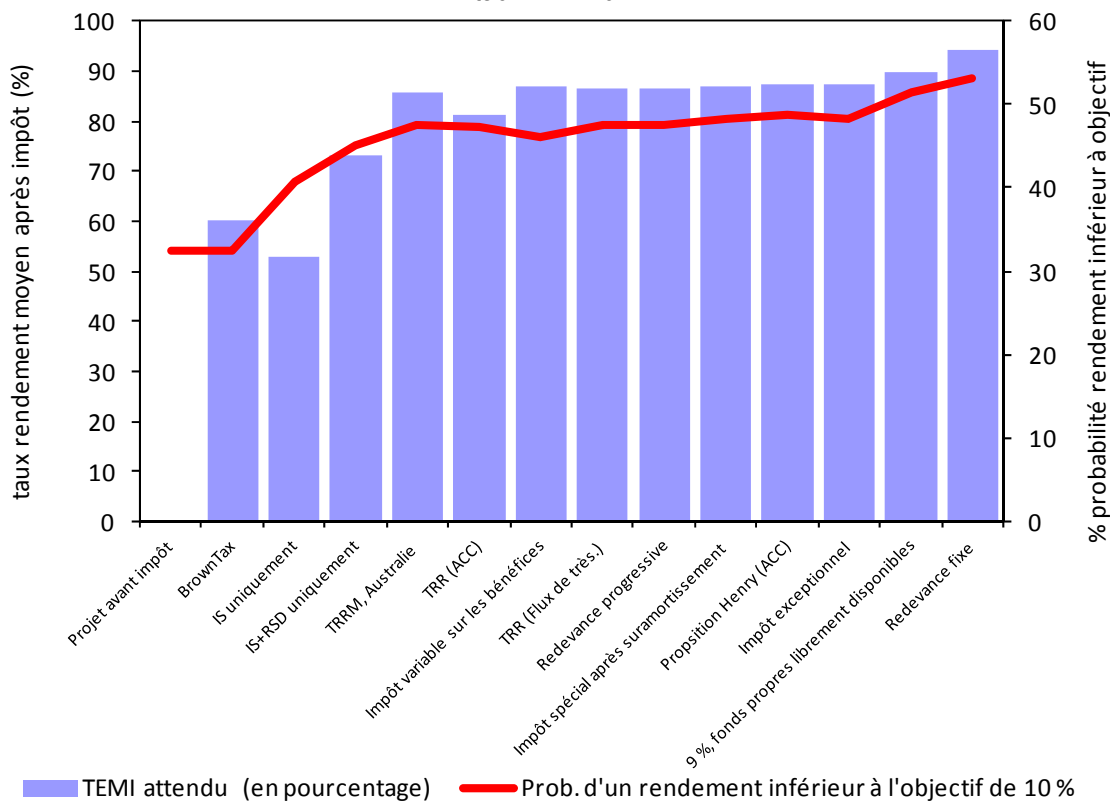
Mine d'or de 2 millions d'onces	TRI moyen après impôt	VAN10 moyenne pour l'investisseur	TEMI attendu (en pourcentage)	Coefficient de variation du TRI	Prob. d'un rendement inférieur à	VAN10 pour l'Etat
	%			%	%	%
Projet avant impôt	17,9			77,0	32	n/a
Après impôt						
BrownTax	17,9	64,3	60	77	32	96
IS uniquement	14,3	75,8	53	81	41	85
IS+RSD uniquement	12,4	42,9	73	88	45	118
TRRM, Australie	11,5	22,9	86	88	48	138
TRR (ACC)	11,5	29,9	81	86	47	131
Impôt variable sur les bénéfices	11,5	21,0	87	85	46	140
TRR (Flux de très.)	11,4	21,5	87	88	48	139
Redevance progressive	11,2	21,7	86	87	48	139
Impôt spécial après suramortissement	11,2	20,8	87	90	48	140
Proposition Henry (ACC)	11,2	20,5	87	90	49	140
Impôt exceptionnel	11,1	20,2	87	89	48	141
9 %, fonds propres librement disponibles	10,8	16,3	90	93	51	144
Redevance fixe	10,6	9,4	94	97	53	151

Source : Estimation des services du FMI.

Le graphique 7 des indices indique le TEMI attendu, ainsi que les risques de perte totale :

Graphique 7 des appendices. TEMI attendu en cas d'incertitudes sur les cours de l'or¹

Comparaison entre le rendement moyen pour l'investisseur et le risque de rendement inférieur au taux minimum



¹ Reprend les colonnes 3 et 5 du tableau 7 des appendices.

Appendice VII. Autres aspects d'une administration fiscale efficace des industries extractives

Structures organisationnelles, processus et capacités pour l'administration fiscale des IE

Les mêmes grands principes d'organisation et de procédure s'appliquent aux IE pour ce qui est de l'administration fiscale en général; les besoins en capacités sont dans l'ensemble les mêmes. Au plan organisationnel, cela signifie que l'administration est intégrée dans une structure organisée selon des fonctions.⁵⁰ Au plan des procédures, cela signifie : des règles d'application claires,⁵¹ en harmonie avec celles qui s'appliquent au reste du système fiscal, dans l'idéal arrêtées dans un code de procédure fiscale (CPF) ; une séparation des responsabilités pour préserver l'intégrité ; un traitement de routine effectif et efficace, accompagné d'un archivage reposant sur l'auto-évaluation ; le respect strict des obligations d'inscription et de paiement ; un audit sélectif, basé sur le risque ; un règlement des litiges efficace et accessible, ainsi que des programmes exhaustifs de services aux contribuables afin d'encourager le respect volontaire des obligations. S'agissant des capacités, de bonnes compétences analytiques, d'audit et juridiques sont essentielles, de même que l'acquisition de compétences et de connaissances spécialisées en matière d'IE. Du fait que la plus grande partie de l'impôt sur les IE est acquittée par un petit nombre de sociétés, seul un service réduit de spécialistes est requis.⁵² Dans certains pays cependant, tels que ceux qui sortent d'un conflit, il n'est peut-être pas réaliste d'acquérir à court terme les compétences adéquates ; il pourrait être nécessaire de contracter une expertise extérieure, notamment pour apporter une assistance s'agissant des fonctions plus complexes, telles que l'audit et la valorisation minérale (ce qui soulève les questions habituelles à propos du développement des capacités internes).

⁵⁰ À savoir, un siège organisé fonctionnellement qui supervise les opérations segmentées et fonctionnellement organisées sur le terrain, et met l'accent sur les gros contribuables responsables de la plus grande part des recettes; les sociétés d'IE tombent généralement dans la catégorie des gros contribuables. Voir Kidd (2010) pour les structures organisationnelles des administrations.

⁵¹ Certaines dispositions particulières peuvent se révéler nécessaires; elles reflètent la pratique habituelle des IE qui consiste à préparer une comptabilité et des paiements en dollars (le dollar EU est standard pour la plupart des ressources naturelles) ; le paiement de l'impôt en nature (le cas échéant); les déclarations et les audits des coentreprises (les coentreprises qui exploitent des sociétés centralisent les archives comptables) ; les procédures d'audit physique et de valorisation ; l'arbitrage international (lorsqu'il est prévu par les accords) et les dérogations à la confidentialité (lorsque cela est nécessaire aux fins de l'ITIE).

⁵² Parmi les problèmes courants de capacité on compte des barèmes de salaires insuffisants pour retenir des services dont la qualité est requise pour l'administration de grandes sociétés sophistiquées, de même qu'un soutien technologique inadéquat — ces difficultés ne sont pas propres aux IE, mais la transformation économique d'un pays étant souvent tributaire des recettes de quelques grosses entreprises d'IE, il est d'autant plus crucial de régler ces problèmes.

Un nombre croissant de gouvernements conviennent aujourd'hui que les sociétés nationales d'industrie extractive doivent privilégier leur rôle commercial, mais cette idée n'est pas toujours mise en pratique. Quelques gouvernements continuent à confier des fonctions fiscales inappropriées à ces compagnies, comme l'administration du partage de la production : la plupart des pays n'exigent pas des sociétés privées qu'elles rendent compte à l'administration fiscale de la part de production de l'État. Et même si l'on exige de ces sociétés qu'elles acquittent un impôt sur les bénéfices relatif à la participation au capital tout comme les sociétés privées, et comme l'exigent la discipline budgétaire et l'élimination des avantages commerciaux inéquitables, dans la pratique, le respect des règles fiscales est souvent relâché. Les sociétés ne publient pas toujours non plus des comptes conformes aux normes comptables internationales et audités par des comptables internationaux, auxquels s'appliquent des politiques claires et draconiennes relatives au paiement des dividendes ainsi qu' une comptabilité publique claire, appuyée par une étroite surveillance de la gestion financière et des résultats commerciaux des sociétés nationales d'industries extractives par les administrations publiques.

Bien qu'une administration faible et fragmentée soit le principal obstacle à la transparence et à l'efficacité de l'administration des IE, la réforme peut aussi rencontrer des obstacles politiques et pratiques majeurs. La participation au capital, le partage de la production et autres impôts qui compliquent l'administration revêtent une grande importance politique. Les régulateurs des sociétés nationales d'industrie extractive et les industries extractives en général sont souvent réticents à renoncer à leur rôle fiscal et jouissent d'un solide soutien politique ; ils acquièrent fréquemment une expérience et des capacités plus importantes au sein de ces agences que dans les administrations fiscales (et y sont aussi mieux payés); ils sont susceptibles de s'opposer au bouleversement et au risque du transfert de leurs responsabilités fiscales. Ces responsabilités peuvent être inscrites dans la législation, des contrats, des accords internationaux et même la constitution. Il pourra être nécessaire de modifier la législation et les accords des IE, et pas seulement la législation fiscale. Les sociétés peuvent préférer être supervisées par un partenaire commercial qui “comprend le secteur.”

Du fait de ces difficultés, il peut être nécessaire de sélectionner une option qui est un pis-aller, même si elle n'est pas adaptée. Par exemple, il peut être futile dans la pratique de recommander comme objectif à court terme une administration intégrée. Un pis-aller pourrait alors inclure une définition plus claire des rôles fiscaux à répartir entre l'autorité fiscale, les régulateurs des IE et les sociétés nationales d'industrie extractive; l'amélioration de la coopération et du partage de l'information ainsi que d'une réduction de la centralisation des responsabilités de comptabilité et de déclaration au sein du ministère des finances.

Accroître les recettes grâce à une stratégie d'audit

Une administration efficace des recettes repose sur l'évaluation des risques. Les risques de pertes de recettes fiscales peuvent provenir des non-inscriptions, des non-déclarations, du

non-paiement des impôts exigibles et des sous-déclarations. Pour les IE, les risques les plus importants proviendront vraisemblablement des sous-déclarations des grosses sociétés qui paient la plus grande part des recettes de l'État. Ces sociétés peuvent même être publiques.

L'analyse des risques présentée dans la législation, l'historique du respect des règles et les normes forment la base de l'évaluation des risques de sous-déclarations que présentent les grosses sociétés. Les autorités fiscales doivent ensuite identifier les mesures qui sont les mieux adaptées pour réagir à ces risques. La solution n'est pas nécessairement l'audit ou l'application des règles — mais plutôt une législation et des directives plus claires ainsi que l'obligation d'auto-évaluation adossée à des pénalités effectives. À court terme, les résultats mesurables des audits proviennent très souvent d'audits dont le champ d'application est limité et qui portent sur des questions techniques spécifiques. On peut fréquemment procéder à des ajustements sur la retenue à la source, les plus-values, le prix de la production, la catégorisation des coûts, les coûts de financement, le traitement des dépenses sociales; dans tous ces exemples, la marge d'erreur dépend grandement de la législation en place.

Pour les autorités fiscales, la pratique modèle d'évaluation des risques d'audit consiste à identifier les erreurs potentielles, à estimer leur valeur, leur probabilité et le nombre de personnes-heures requises pour les auditer et à affecter des auditeurs aux affaires pour lesquelles les auditeurs-heures seront les plus productives. Les autorités évaluent ensuite les résultats après chaque audit et affinent le profil de risque dans le temps. En l'absence de principes sains d'administration, ces processus seront difficiles à mettre en œuvre.

Une amélioration de la collaboration pourrait être une stratégie à court terme pour obtenir des résultats rapides pour les différentes agences investies de responsabilités d'administration des recettes. Ensuite, à l'aide de leurs sources d'information, les agences identifient ce qu'elles considèrent être les entreprises et les domaines qui présentent les plus grands risques. Un groupe de travail et un programme unifié pour auditer ces risques pourraient ensuite être créés, qui se concentreraient sur les cas qui peuvent faire l'objet d'enquêtes et être réglés le plus rapidement possible, éventuellement avec l'aide d'une expertise d'audit extérieur pour appuyer l'exercice.

L'audit des recettes des IE sont sensibles à des erreurs d'audit pendant les phases d'exploration et de développement. Nombre des autorités de recettes des pays en développement fixent des cibles annuelles de recettes et la rémunération des employés peut reposer sur un pourcentage des recettes perçues. Ces autorités ont une incitation à négliger les sociétés qui ont des dépenses mais qui ne produisent pas de revenus. C'est pourquoi les projets miniers ou pétroliers peuvent démarrer la production alors que l'autorité de recettes ne disposera que de connaissances insuffisantes sur leurs coûts et leurs actifs lors des futurs audits ou évaluations. La négligence dans l'audit des dépenses d'exploration et de développement peut gravement compromettre l'assiette fiscale lorsque le projet commence à engendrer un revenu.

Appendice VIII. Données sur les recettes utilisées dans le présent document

Les équipes de pays du FMI ont fourni des données annuelles à la fois sur les agrégats de recettes des secteurs pétrolier et minier et sur la composition de ces recettes par grandes catégories d'impôts, pour 2001-10. Les catégories fiscales incluent les redevances, les droits de licence et les primes, l'impôt sur le revenu, d'autres impôts sur les bénéficiaires ou catégories similaires, la participation de l'État, la retenue à la source sur les intérêts et les dividendes, le *profit oil* et les impôts indirects (TVA et droits d'importation et d'exportation). Les pays ont été choisis pour représenter l'ensemble des pays dans lesquels le secteur des IE revêt une importance macroéconomique. Le Tableau 8 de l'Appendice dresse la liste des 57 pays pour lesquels des données utilisables étaient disponibles. Dans de nombreux cas, les données n'étaient pas disponibles pour toutes les années ; le jeu complet de données sur des recettes agrégées des IE n'est disponible en moyenne que pour 43 pays sur les 67 qui ont répondu à l'enquête et, dans un tout petit nombre de cas seulement, la ventilation par type d'impôts était disponible. Pour un certain nombre de pays, ces recettes ont été communiquées sous forme agrégée pour l'exploitation minière et pétrolière, et ces pays ont été traités comme une catégorie séparée.

Tableau 8 des appendices. Pays de l'échantillon

Producteurs de produits minéraux		Producteurs de pétrole		Producteurs de produits minéraux et de pétrole pour lesquels les données des recettes n'ont pu être ventilées par secteur			
1	Australie	1	Algérie	25	Mexique	1	Australie
2	Bolivie	2	Angola	26	Myanmar	2	Bolivie
3	Botswana	3	Australie	27	Namibie	3	Brésil
4	Brésil	4	Azerbaïdjan	28	Niger	4	Canada
5	Canada	5	Bahreïn	29	Nigéria	5	Colombie
6	Chili	6	Bolivie	30	Norvège	6	Congo RDC
7	Colombie	7	Brésil	31	Oman	7	Indonésie
8	Congo RDC	8	Brunei	32	Papouasie-Nouvelle-Guinée	8	Mauritanie
9	Ghana	9	Cameroun	33	Philippines	9	Papouasie-Nouvelle-Guinée
10	Guinée	10	Canada	34	Qatar	10	Fédération russe
11	Indonésie	11	Colombie	35	Fédération russe	11	Vietnam
12	République kirghize	12	République du Congo	36	Arabie Saoudite		
13	Lesotho	13	Congo RDC	37	Soudan		
14	Mauritanie	14	Équateur	38	Syrie		
15	Mongolie	15	Guinée équatoriale	39	Tchad		
16	Papouasie Nouvelle-Guinée	16	Indonésie	40	Timor-Leste		
17	Fédération russe	17	Iran	41	Trinité et Tobago		
18	Sierra Leone	18	Irak	42	Émirats arabes unis		
19	Tanzanie	19	Mauritanie	43	Royaume uni		

20	Vietnam	20	Côte D'Ivoire	44	Ouzbékistan
21	Zambie	21	Kazakhstan	45	Venezuela, Rép. bol.
		22	Koweït	46	Vietnam
		23	Libye	47	Yémen
		24	Malaisie		

Les données peuvent manquer d'uniformité dans la manière dont elles sont agrégées — pour certains pays, des sous-catégories d'impôts n'ont pas été incluses à cause de déclarations déficientes ou du niveau de désagrégation. Il est possible que dans ces cas, les recettes soient légèrement sous-estimées.

Appendice IX. Amélioration des données sur les recettes tirées des ressources naturelles⁵³

Le Département des statistiques du FMI va engager des travaux qui permettront de vérifier la possibilité de collecter des données sur les recettes tirées des ressources naturelles de manière systématique à l'avenir. Ces données seraient compatibles avec le format du *Manuel de statistiques de finances publiques (MSFP 2001)*, avec des niveaux de détail tels que le niveau de l'administration publique et le type de recettes (redevance, impôt sur le revenu, impôt supplémentaire sur les bénéficiaires ou autre mécanisme de prise en compte des rentes, retenue sur les intérêts et les dividendes, impôts indirects sur la production, etc.).

Ces travaux commenceront par une étude pilote. Étant donné la disponibilité limitée de données sur les recettes des ressources naturelles et l'expérience limitée du FMI en ce qui concerne la collecte de ces données, il est recommandé de mener une étude pilote avant d'engager un effort plus large. Des missions du FMI se rendront dans trois à quatre pays pour examiner la disponibilité des informations en vue de produire un modèle pour la collecte des données.

La collecte de ces données présente plusieurs difficultés méthodologiques et pratiques :

- ***Il n'existe pas de définition formelle ou arrêtée sur le plan international des recettes tirées des ressources naturelles.*** Les données disponibles reflètent les définitions nationales, ce qui limite la comparabilité internationale des données. Pour collecter systématiquement des données sur les recettes des ressources naturelles, il faut commencer par définir quels postes sont inclus dans ces recettes et par identifier les entités qui effectuent ces paiements à l'État. Cette définition pourrait être très étroite ou très large selon les raisons pour lesquelles les informations sont collectées. Faute de définition internationale, il faut utiliser toutes les définitions nationales disponibles dans un premier temps, tout en examinant la possibilité d'obtenir des données supplémentaires. L'objectif est que les pays soient tenus de fournir dans le modèle toutes les données nationales existantes qui sont disponibles (quelle que soit la définition utilisée) et d'identifier les entités couvertes. Pendant l'étude pilote, certaines questions relatives à cette définition devront être examinées, telles que l'assiette des impôts (par exemple, produits ou industries des ressources) et la couverture des entreprises qui effectuent des paiements à l'État.
- ***La qualité des données disponibles sur les recettes des ressources naturelles est incertaine et doit être évaluée.*** Il faut vérifier l'exactitude et la fiabilité des données. Souvent, ces données sont des sous-ensembles de données plus agrégées sur les

⁵³ Contribution du Département des statistiques.

opérations de l'État qui sont fournies par les pays. Donc, les données sur les recettes des ressources naturelles doivent être compatibles avec les données agrégées sur les recettes publiques. À cet égard, le cadre de référence du *MSFP 2001* devrait orienter la collecte de ces données. Toutes les catégories nationales peuvent être facilement reliées aux classifications correspondantes du *MSFP 2001* et donc être comparées avec des données plus agrégées sur les opérations de l'État pour le même pays.

- ***Le niveau de l'administration publique pour lequel les données sur les recettes sont collectées peut influencer grandement sur les informations qui en résultent.*** Par exemple, le fait que les données soient collectées sur les recettes de l'administration centrale ou du secteur public non financier peut avoir une grande influence. Dans beaucoup de pays, de grandes entreprises nationales exploitent les ressources naturelles. L'administration centrale exclut les opérations des sociétés non financières, alors que le secteur public non financier les inclut. De nouveau, l'objectif est que, dans un premier temps, les pays fournissent toutes les données existantes disponibles dans le modèle, ainsi que le niveau de l'administration publique pour lequel ces données ont été collectées.
- ***Il se peut que des données sur les recettes des ressources naturelles soient disponibles auprès d'entités qui ne sont généralement pas contactées par le Département des statistiques du FMI.*** Les données sur les recettes des ressources naturelles devront peut-être être collectées auprès d'entités autres que les organismes auprès desquels le FMI collecte habituellement les statistiques macroéconomiques. Il se peut que les données souhaitées soient disponibles auprès d'autres entités nationales telles qu'un ministère des ressources naturelles (de l'énergie, des mines, etc.) ou peut-être d'une association professionnelle. Il faudra à cet effet établir de nouveaux contacts et se familiariser avec leur format de collecte des données.
- ***Les problèmes de confidentialité pourraient aussi entraver la collecte de données.*** Il se peut que des restrictions légales soient imposées sur la collecte des données. Par exemple, dans certains pays, la loi interdit la divulgation des recettes collectées auprès des entités qui exploitent les ressources naturelles.

Appendice X. Estimation des taux d'imposition effectifs pour les entreprises des industries extractives

Le présent appendice examine la question de savoir comment les revenus des activités d'extraction sont partagés dans la pratique entre le pays d'accueil et l'investisseur privé; cette question est essentielle pour l'évaluation des régimes fiscaux des industries extractives et le débat public de manière plus générale.

Il applique deux méthodes qui pourraient éclaircir des aspects de cette question générale qui diffèrent légèrement mais de manière significative, et qui correspondent à différentes notions des taux d'imposition effectifs appliqués aux revenus dans les industries extractives : des méthodes de simulation pour calculer les taux d'imposition effectifs moyens de projets particuliers et l'utilisation de données comptables (plus proches, comme on le verra, des taux effectifs différentiels sur les revenus supplémentaires que des taux d'imposition effectifs moyens).

Il est à noter que toutes les méthodes sont très imparfaites. Il faut donc considérer que les résultats ne sont rien de plus que des indications, y compris peut-être de l'intérêt qu'il y aurait à continuer de développer ces méthodologies, entre autres.

Méthodes de simulation

Le modèle FARI permet de calculer les flux avant et après impôts d'un projet donné avec une série d'hypothèses concernant l'évolution des prix et de l'extraction.⁵⁴ Le grand avantage de cette approche est que, si la phase d'exploration est bien prise en compte aussi, elle permet de déterminer précisément comment les rentes d'un projet donné sont partagées. Son point faible est qu'elle s'écarte de la réalité par sa nature, notamment en supposant une exécution parfaite, en faisant abstraction des possibilités de planification fiscale internationale et en ignorant les impôts prélevés dans le pays d'origine de l'investisseur et au niveau de l'actionnaire final. Elle exige aussi une hypothèse concernant la distribution des prix et des coûts qui diffère peut-être de celle des opérateurs du marché.

Comme on le voit au graphique 4 du texte, les simulations FARI font état de taux d'imposition effectifs moyens de 65 à 85 % pour le pétrole et de 40 à 60 % pour les mines.

⁵⁴ On peut considérer qu'il s'agit d'un développement de la méthode d'évaluation des taux d'imposition effectifs moyens de Devereux et Griffith (2003) dans le contexte spécifique et des industries extractives.

Données comptables et connexes

Données annuelles

Les comptes annuels des entreprises des industries extractives et les informations qu'ils communiquent à la SEC fournissent des données sur leur revenu d'exploitation et leurs paiements d'impôts par année. La comparaison de ces deux sources d'information ne donne pas un paiement d'impôt implicite sur le revenu brut, qui exigerait aussi de tenir compte du coût du capital utilisé dans les activités. On pourrait soustraire du revenu d'exploitation un coût du capital estimé. On peut aussi, comme nous l'avons fait ici, prendre comme référence le rendement net pour une année de référence et supposer que le revenu d'exploitation nécessaire pour maintenir ce rendement net augmente parallèlement aux coûts du secteur concerné (selon un indice des prix à la production). L'analyse compare l'évolution des paiements d'impôts les années suivantes à l'augmentation du revenu d'exploitation au-delà de celle qui est supposée nécessaire pour maintenir le rendement de référence. Cela donne une estimation non pas d'un taux effectif moyen à une date donnée, mais bien de la variation de ce taux en fonction du revenu d'exploitation réalisé ; c'est ce que nous appelons le taux d'imposition effectif différentiel.⁵⁵

Mines

Le tableau 9 des appendices comporte des calculs à titre indicatif pour sept grandes compagnies minières. Les données sous-jacentes sur le revenu d'exploitation, les prix à la production (tous deux normalisés à 100 en 2004) et le total des paiements d'impôts (y compris les redevances) figurent dans les rangées A, B et D. En comparant le revenu d'exploitation effectif au revenu d'exploitation corrigé pour tenir compte de la hausse des prix à la production (rangée C), on obtient une estimation du revenu supérieur au revenu nécessaire pour maintenir le rendement net au niveau de 2004 (rangée D). En exprimant l'augmentation des paiements d'impôts par rapport à 2004 (rangée F) par rapport à ce revenu supplémentaire, on obtient le taux d'imposition effectif différentiel implicite (rangée G).

Les taux d'imposition effectifs différentiels implicites sont de l'ordre de 35 à 40%, et plutôt stables, à l'exception d'un pic remarquable en 2009, qui s'explique principalement par une baisse des prix et de la production, ainsi que par une augmentation simultanée du revenu imposable hors revenu d'exploitation (gains sur opérations de change et dérivés) pour un sous-ensemble d'entreprises dans l'échantillon. Il semble donc que les régimes fiscaux des industries minières ne soient pas très progressifs.

⁵⁵ À distinguer du taux d'imposition effectif marginal, qui est l'impôt supplémentaire sur un investissement qui procure simplement aux investisseurs leur rendement requis après impôts.

Tableau 9 des appendices. Exemples de calcul du taux d'imposition effectif différentiel pour les mines

	Source	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
A.	Indice des revenus d'exploitation	Rapports annuels	100	175	295,1	381,8	418,6	236,3	515,2
B.	Indice des prix à la production		100	116,3	136	145,3	166,3	172,1	187,2
C.	Revenu d'exploitation corrigé	$15412 \times B/100$	15412	17924	20960	22394	25630	26524	28851
D.	Revenu d'exploitation effectif moins corrigé	$(A-B) \times 15412$	0	9048	24518	36447	38889	9898	50557
E.	Total des impôts	Rapports annuels	4481	8280	13904	18114	20179	14969	26900
F.	Impôt supplémentaire	$E-4481$	0	4193	9125	13008	14335	8922	20322
G.	Impôt sur le revenu supplémentaire	$F/D \times 100$		46,3%	37,2%	35,7%	36,9%	90,1%	40,2%

Source : calculs des services du FMI à l'aide sources citées.

Pétrole

La même méthodologie ne peut pas être utilisée pour le pétrole, parce que les états financiers des compagnies pétrolières ne fournissent pas d'informations sur les paiements versés à l'État dans le cadre des accords de partage de la production ; on ne peut donc pas extraire des chiffres pour le revenu d'exploitation avant impôts et prélèvement de l'État dans le cadre des accords de partage de la production. Cependant, on peut évaluer les paiements d'impôts par rapport à la production non partagée en déduisant le revenu avant impôt en supposant que les coûts par baril augmentent parallèlement aux prix à la production.

Le tableau 10 des appendices donne les résultats d'un exercice de ce type effectué à l'aide de données comptables pour 27 grandes compagnies pétrolières ou gazières, qui représentent environ 75 % des réserves avérées des 50 plus grandes compagnies pétrolières du monde (en dehors des compagnies pétrolières nationales des pays de l'OPEP). Les rendements différentiels sont évalués par rapport à 2001. Les revenus différentiels après impôts sont établis à l'aide d'une comparaison du revenu d'exploitation effectif par baril par rapport à 2001 ; on calcule le revenu différentiel avant impôts en soustrayant du prix du pétrole brut Brent le revenu d'exploitation après impôts par baril en 2001 et les coûts de production par baril en 2001 indexés par un indice des prix à la production pour le secteur. Une comparaison entre les deux donne une estimation du taux d'imposition effectif différentiel sur le revenu supplémentaire avant impôts. Les estimations des taux d'imposition effectifs différentiels, qui figurent dans la dernière rangée du tableau 10, se situent entre 45 et

Tableau 10 des appendices. Exemples de calculs du taux d'imposition effectif différentiel pour le pétrole

	Source des données/Calcul	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
A. Prix du pétrole (Brent, US\$/baril)	Source : EIA	38,3	54,6	65,2	72,4	96,9	61,7	79,6
B. Revenu d'exploitation après impôt (millions US\$)	Source : base de données Evaluate Energy	186,608	250,690	301,590	319,265	419,229	298,562	361,003
C. Production de pétrole et de gaz (millions bep)	Source : base de données Evaluate Energy	13,343	13,750	14,306	14,120	13,946	14,050	14,490
D. Revenu d'exploitation après impôt par baril (US\$)	D = B/C	14,0	18,2	21,1	22,6	30,1	21,3	24,9
E. Extraction de pétrole et de gaz IPP (2004=100)	Source : Bureau of Labor Statistics des États-Unis	100,0	136,0	131,0	138,6	180,3	97,2	124,8
F. Revenu d'exploitation par baril après impôt de référence (US\$)	= D en 2004	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
G. Revenu d'exploitation différentiel après impôt (US\$)	= D-F	0,0	4,2	7,1	8,6	16,1	7,3	10,9
H. Coûts hors exploitation en 2004, augmentés par l'IPP (US\$)	= A-F en 2004; = H(2004)*%ΔE dans les autres années	24,3	33,0	31,8	33,6	43,8	23,6	30,3
I. Revenu différentiel avant impôt, par baril (US\$)	= A-F-H	0,0	7,6	19,4	24,8	39,2	24,2	35,3
J. Impôt implicite sur le revenu différentiel, par baril (US\$)	= I-G	0	3	12	16	23	17	24
K. Taux d'imposition effectif différentiel	= J/I	0%	44%	63%	65%	59%	70%	69%

65 % ; il semble que les régimes fiscaux du pétrole comportent un prélèvement différentiel de l'État plus élevé que dans les mines. La comparaison tend aussi à confirmer que les régimes fiscaux du pétrole sont généralement plus progressifs : le taux d'imposition effectif différentiel varie peu selon le niveau initial du revenu dans les mines, mais augmente fortement dans le cas du pétrole.

Projections

Toutes les compagnies ayant des activités de production de pétrole ou de gaz en amont qui établissent leurs comptes selon les principes comptables généralement admis aux États-Unis (GAAP) sont tenues d'indiquer les futurs flux de trésorerie relatifs à leurs réserves avérées⁵⁶ dans leurs états financiers annuels. Une hypothèse normalisée est utilisée en ce qui concerne les prix futurs du pétrole et du gaz (de manière générale, il est supposé que ces prix resteront au même niveau)⁵⁷ et les paiements futurs de l'impôt sur le revenu à échelle mondiale sont calculés séparément sur la base des règles fiscales existantes et des futurs changements déjà prévus par une loi. Ces projections des flux de trésorerie tiennent compte des coûts de développement déjà supportés par les entreprises afin d'établir la valeur attendue des réserves avérées. Le ratio des futurs impôts sur le revenu non actualisés aux flux de trésorerie nets avant impôts non actualisés donne une estimation du taux d'imposition effectif moyen (non actualisé).

Le graphique 8 des appendices indique la distribution de ces taux effectifs moyens d'imposition non actualisés, par année, pour un échantillon de 105 compagnies sur la période 2005–10 (et un total de 559 observations entreprise-année).⁵⁸ Ces compagnies représentent environ 85 % des réserves avérées des 50 plus grandes compagnies pétrolières du monde (en dehors des compagnies pétrolières nationales des pays de l'OPEP).⁵⁹

Sur toute la période, la médiane des taux effectifs moyens d'imposition non actualisés est de 29 %. Cependant, il y a une forte variation dans le temps qui s'explique par les diverses hypothèses de prix, mais, et c'est plutôt étonnant, il n'y a pas de véritable corrélation avec l'évolution des prix supposés : le prix du pétrole stipulé par la FCC a augmenté de 50 % entre 2006 et 2007, par exemple, mais la médiane du taux d'imposition effectif moyen n'a

⁵⁶ “Statement of Financial Accounting Standards No. 69: Disclosures about Oil and Gas Producing Activities,” Financial Accounting Standards Board, 2010. En exigeant la communication de ces informations, on cherche à s'attaquer au problème que pose le fait que la valeur de l'actif le plus précieux d'une compagnie pétrolière, à savoir ses réserves, n'est pas incluse dans ses états financiers au coût historique.

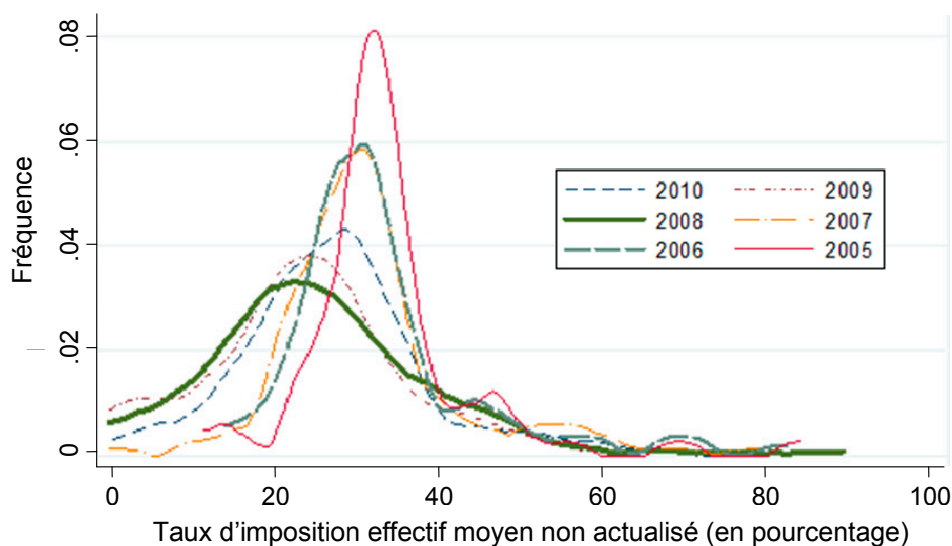
⁵⁷ Fin d'année, avant 2009; une moyenne sur les années précédentes par la suite. Seules les variations des prix futurs précisées dans les accords contractuels peuvent être prises en compte dans les calculs.

⁵⁸ Données de la base de données Evaluate Energy, certaines observations étant omises étant donné que l'information est incomplète.

⁵⁹ Sur la base des réserves mondiales d'équivalent pétrole de 2007 qui figurent dans le *Oil & Gas Journal* du 15 septembre 2008.

guère changé. Il existe aussi une forte variation d'une compagnie à l'autre, les taux d'impositions effectifs moyens les plus élevés étant généralement de 85 à 90 % et les plus faibles, proches de zéro.

Graphique 8 des appendices. Distribution des TEMI pour les compagnies pétrolières



Source : calculs des services du FMI sur la base des données de Evaluate Energy.

Cependant, ces chiffres doivent être interprétés avec prudence et pourraient bien sous-estimer les taux d'imposition effectifs, et ce pour trois raisons. Premièrement, les flux de trésorerie communiqués sont des flux après paiement du *profit oil* dans le cadre des accords de partage de production, ou de redevances et de primes, et ces paiements sont omis des obligations fiscales déclarées. Deuxièmement, il y a aussi sous-estimation dans la mesure où les attentes de prix réglementés sont plus prudentes que celles des investisseurs, et où les régimes sont progressifs dans les prix. Troisièmement, il se peut que le taux d'imposition effectif moyen non actualisé ne rende pas bien compte du taux d'imposition effectif moyen avec un taux d'actualisation raisonnable, car les paiements d'impôts se concentrent généralement en fin de période par rapport au revenu (du fait de divers crédits pour investissement et autres mécanismes de même type). Pour les projets ayant des résultats rapides, le taux d'imposition effectif moyen sera plus faible s'il est calculé en valeur actuelle, mais l'actualisation pourrait avoir un impact plus faible sur le taux d'imposition effectif moyen de projets plus matures qui ont épuisé les provisions et crédits pour investissement. Globalement, cependant, il semble prudent de considérer les chiffres qui figurent au graphique 8 des appendices comme une borne inférieure des taux d'imposition effectifs moyens dans le secteur pétrolier.

Bibliographie

- Boadway, Robin, and Michael Keen, 2010, “Theoretical Perspectives on Resource Tax Design,” in *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice*,” by Daniel, Keen, and McPherson (eds.), pp. 13–74.
- Bond, Stephen R., and Michael P. Devereux, 1995, “On the design of a neutral business tax under uncertainty,” *Journal of Public Economics* 58, pp. 57–71.
- _____, 2003, “Generalised R-based and S-based Taxes under Uncertainty,” *Journal of Public Economics* 87, pp. 1291–311.
- Bornhorst, Fabian, Sanjeev Gupta, and John Thornton, 2009, “Natural Resource Endowments and the Domestic Revenue Effort,” *European Journal of Political Economy*, Vol. 25, pp. 439–46.
- Bowman, Chakriya, and Aasim Husain, 2004, “Forecasting Commodity Prices: Futures Versus Judgment,” IMF Working Paper 04/41, March (Washington: International Monetary Fund).
- Calder, Jack, 2010a, “Resource Tax Administration: The Implications of Alternative Policy Choices,” in Daniel, Keen, and McPherson (eds.), op. cit., pp. 319–39.
- _____, 2010b, “Resource Tax Administration: Functions, Procedures and Institutions,” in Daniel, Keen, and McPherson (eds.), op. cit., pp. 340–77.
- Conrad, Robert, Bryce Hool, and Denis Nekipelov, 2009, “The Role of Royalties in Natural Resource Extraction Contracts,” Working Paper, Duke University.
- Cramton, Peter, 2010, “How Best to Auction Natural Resources,” in Daniel, Keen, and McPherson, op. cit. pp. 289–316.
- Daniel, Philip, 1995, “Evaluating State Participation in Mineral Projects: Equity, Infrastructure and Taxation,” in *The Taxation of Mineral Enterprises* by James Otto (ed.), Graham and : London, pp.165–87.
- Daniel, Philip, and Emil Sunley, 2010, “Contractual Assurances of Fiscal Stability,” pp. 405–24 in Keen and McPherson (eds.), op. cit.
- Daniel, Philip, Michael Keen, and Charles McPherson, 2010, *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice*, (Abingdon: Routledge).

- Debrun, Xavier, and Manmohan S. Kumar, 2008, “Fiscal Rules, Fiscal Councils and All That: Commitment Devices, Signaling Tools or Smokescreens,” in *Fiscal Policy: Current Issues and Challenges*, proceedings of the 9th Banca d’Italia Workshop on Public Finance (Rome: Banca d’Italia).
- Devereux, Michael, and Rachel Griffith, 2003, “Evaluating Tax Policy for Location Decisions,” *International Tax and Public Finance*, Vol. 10, pp. 107–26.
- Eisenhauser, Joseph G., 2005, “A Test of Hotelling’s Valuation Principle for Nonrenewable Resources: *Empirical Economic*, Vol. 30, pp. 465–71.
- Fane, G., 1987, “Neutral Taxation of under Uncertainty,” *Journal of Public Economics*, Vol. 31, pp. 95–105.
- Garnaut, Ross, and Anthony Clunies Ross, 1975, “Uncertainty, Risk Aversion, and the Taxing of Natural Resource Projects,” *Economic Journal*, 85, 338, June, pp. 272–87.
- _____, 1983, *Taxation of Mineral Rents* (Clarendon Press: Oxford [reissued 2011]).
- Gelb, Alan, Kai Kaiser, and Lorena Viñuela, 2012, “How Much Does Natural Resource Extraction Really Diminish National Wealth? The Implications of Discovery,” Working Paper No. 290, Center for Global Development, July 9.
- Henry Report, 2010, *Australia’s Future Tax System: Report to the Treasurer* (December 2009, released May 2010) Canberra, Commonwealth of Australia, www.taxreview.treasury.gov.au
- International Monetary Fund, 2007, “Guide on Resource Revenue Transparency,” available at www.imf.org/external/np/pp/2007/eng/051507g.pdf
- _____, 2010, “From Stimulus to Consolidation: Revenue and Expenditure Policies in Advanced and Emerging Economies,” available at www.imf.org/external/np/pp/eng/2010/043010a.pdf
- _____, 2011, “Revenue Mobilization in Developing Countries,” available at www.imf.org/external/np/pp/eng/2011/030811.pdf
- Kellas, Graham, 2010, “Natural Gas: Experience and Issues,” pp. 163–83 in Daniel, Keen, and McPherson (eds), op. cit.
- Kidd, Maureen, 2010, “Revenue Administration: Functionally Organized Tax Administration,” IMF Technical Guidance Note 10/10 (Washington: International Monetary Fund).

- Klemm, Alexander, 2007, "Allowances for Corporate Equity in Practice," *CESifo Economic Studies*, Vol. 53, pp. 229–62.
- Krautkraemer, Jeffrey A., 1998, "Nonrenewable Resource Scarcity," *Journal of Economic Literature*, Vol. 36, pp. 2065–107.
- Land, Bryan, 2010, "Resource Rent Taxation—Theory and Experience," in Daniel, Keen, and McPherson (eds), op. cit.
- Lund, Diderik, 2009, "Rent Taxation for Nonrenewable Resources," *Annual Review of Resource Economics*, Annual Reviews, Vol. 1, pp. 287–308.
- Mintz, Jack, and Duanjie Chen, 2012, "Capturing economic rents from resources: optimizing the structure of government revenues through royalties and taxes," PWC Tax Policy Roundtable at the School of Public Policy, University of Calgary, February 29, 2012.
- Mullins, Peter, 2010, "International Tax Issues for the Resources Sector," in Daniel, Keen, and McPherson (eds), op. cit. pp.378–402.
- Myers, Keith, 2010, "Selling Oil Assets in Uganda and Ghana—A Taxing Problem," Revenue Watch Institute.
- Nellor, David C. and Marc S. Robinson, 1984, "Binding Future Commitments: Tax Contracts and Resource Development," UCLA Working Paper.
- Osmundsen, Petter, 2010, "Time Consistency in Petroleum Taxation: Lessons from Norway," in Daniel, Keen, and McPherson (eds), op. cit, pp. 425–44.
- Ossowski, Rolando, Mauricio Villafuerte, Paulo Medas, and Theo Thomas, 2008, *Managing the Oil Revenue Boom: the Role of Fiscal Institutions*, IMF Occasional Paper No. 260 (Washington: International Monetary Fund).
- Otto, James M. (ed), 1995, *The Taxation of Mineral Enterprises*, Graham and London.
- Otto, James, Craig Andrews, Fred Cawood, Michael Doggett, Pietro Guj, Frank Stermole, John Stermole, and John Tilton, 2006, *Mining Royalties* (Washington: World Bank).
- Reichsfeld, David A., and Shaun K. Roache, 2011, "Do Commodity Futures Help Forecast Spot Prices?" IMF Working Paper 11/254 (Washington: International Monetary Fund).

- Rio Tinto, 2012, *Taxes Paid in 2011*, available at <http://www.riotinto.com/ourapproach/taxespaidin2011.asp>
- Sims, Rod, 1985, "Government Ownership Versus Regulation of Mining Enterprises in Less-developed Countries," *Natural Resources Forum*, 9, 4, (November), pp. 265–82.
- Smith, James L., 2012, "Modeling the Impact of Petroleum Exploration and Development," IMF Working Paper, forthcoming (Washington: International Monetary Fund).
- Stroebel, Johannes, and Arthur van Benthem, 2010, "Resource Extraction Contracts Under Threat of Expropriation: Theory and Evidence." mimeo, Stanford University.
- Tordo, Silvana, 2007, *Fiscal Systems for Hydrocarbons: Design Issues* (Washington: World Bank).
- Tordo, Silvana, with David Johnston and Daniel Johnston, 2010, "Petroleum Exploration and Production Rights: Allocation Strategies and Design Issues," World Bank Working Paper 179 (Washington: World Bank).