deboeck SUPÉRIEUR

CAIRN.INFO
MATIÈRES À RÉFLEXION

FISCALITÉ PÉTROLIÈRE AU SUD DU SAHARA : LA RÉPARTITION DES RENTES

Blaise Leenhardt

De Boeck Supérieur | « Afrique contemporaine »

2005/4 n° 216 | pages 65 à 86

ISSN 0002-0478
ISBN 2804149307
DOI 10.3917/afco.216.86

Article disponible en ligne à l'adresse :

https://www.cairn.info/revue-afrique-contemporaine1-2005-4-page-65.htm

Distribution électronique Cairn.info pour De Boeck Supérieur.
© De Boeck Supérieur. Tous droits réservés pour tous pays.

La reproduction ou représentation de cet article, notamment par photocopie, n'est autorisée que dans les limites des conditions générales d'utilisation du site ou, le cas échéant, des conditions générales de la licence souscrite par votre établissement. Toute autre reproduction ou représentation, en tout ou partie, sous quelque forme et de quelque manière que ce soit, est interdite sauf accord préalable et écrit de l'éditeur, en dehors des cas prévus par la législation en vigueur en France. Il est précisé que son stockage dans une base de données est également interdit.

© De Boeck Supérieur | Téléchargé le 16/09/2022 sur www.cairn.info (IP: 154.72.187.214)

Fiscalité pétrolière au sud du Sahara :

la répartition des rentes

Blaise Leenhardt

Introduction

Cet article a pour point de départ un questionnement simple. Depuis plusieurs années, de nombreux pays de la zone franc manifestent un bas niveau apparent de pression fiscale pétrolière, alors même que le prix du pétrole est élevé. Un tel résultat peut, *a priori*, amener à penser à une faible fiscalisation de la zone comme à des détournements de recettes et à une mauvaise gouvernance. Or nombre de publications professionnelles sur l'Afrique sub-saharienne soulignent dans l'analyse de rentabilité des gisements les prélèvements relativement importants de l'État, et donneraient au contraire l'idée d'une fiscalité normale si ce n'est forte... Expliquer ces deux paradoxes est l'ambition de cet article. Pourquoi la hausse des prix du pétrole des années 2000-2004 s'est-elle accompagnée d'une stagnation ou même d'une baisse de la pression fiscale apparente en zone franc ? Et pourquoi les analyses internationales considèrent-elles que la fiscalité pétrolière en Afrique est forte alors même que les taux apparents sont faibles ?

© De Boeck Supérieur | Téléchargé le 16/09/2022 sur www.cairn.info (IP: 154.72.187.214)

Pression fiscale apparente, part de l'État et *government take* : quelques définitions préalables essentielles

Les ressources financières nettes qu'un État peut espérer obtenir via l'exploitation pétrolière ressortent de six catégories différentes.

1. Les *bonus* (de signature, de découverte, de mise en production, de seuils...).
2. Les *redevances* proportionnelles et les *royalties* liées à la production, la superficie, etc., et qui sont dues, que l'exploitation soit bénéficiaire ou non.
3. Les *impôts* et prélèvements divers « *assis sur les profits* » (impôt sur le bénéfice des sociétés ordinaire et éventuellement impôt spécial, partage du *profit-oil*, dividendes, parts d'actionnaire et revenus des participations dans les sociétés pétrolières nationales et internationales).
4. Les *revenus indirects* (droits de douane, impôts sur les salaires, autres impôts indirects et parafiscalité : sécurité sociale, crypto-taxes comme la « Provision pour investissements diversifiés », les frais de formation...).
5. Les *cessions d'actifs* et de participations.
6. Enfin, en déduction des sommes précédentes, il faut tenir compte des *subventions versées* et autres versements effectués suite à des appels de fonds et à des participations aux travaux.

La « Pression fiscale apparente » ou « Fiscalité pétrolière rapportée aux exports » du modèle Jumbo [1], utilisée ci-après, reprend les catégories 1 à 3 (recettes pétrolières) théoriquement diminuées de la partie 6 [2], et les rapporte aux exportations en valeur de l'année : cet indicateur simple et robuste permet de mesurer sommairement « ce qui reste dans le pays » du fait de l'exploitation du pétrole. En effet, si l'on considère : que les salaires sont très faibles en proportion de l'*output* dans cette industrie ; que la part nationale (travailleurs nationaux et dépenses sur place des expatriés) est encore plus faible ; que les consommations intermédiaires et autres *inputs* nécessaires au fonctionnement et à la *Research & Development* sont quasiment importés dans leur globalité ; et qu'enfin le produit des ventes est géré à l'extérieur, que les

1. Maquette de projection macro-économique pour la zone franc utilisée par la Division de la Recherche de l'AFD (rapports semestriels).

2. Elle n'est pas connue et n'a pas grand sens en zone franc où les sociétés nationales pétrolières ne reçoivent pas de subventions. Ce n'est pas le cas au Nigeria, ou aux Émirats arabes, où cet élément est très important, et peut fausser les comparaisons internationales.

© De Boeck Supérieur | Téléchargé le 16/09/2022 sur www.cairn.info (IP: 154.72.187.214)

profits demeurent *off-shore* et que seuls sont rapatriés les impôts et la part nationale des salaires ; alors, le bénéfice pour la collectivité nationale est, en première approximation macro-économique et en négligeant les salaires et les dépenses locales, limité aux impôts. Donc l'indicateur « Pression fiscale apparente » est fort utile tant en évolution qu'en matière de comparaison internationale.

Pour autant, cet indicateur peut aussi être un faux ami : il ne s'agit pas d'une pression fiscale au sens propre du terme (un taux de fiscalité apparent de 30 % peut correspondre à un taux d'impôts sur les bénéfices très élevé pour peu que des investissements importants aient été effectués). C'est pourquoi les professionnels du secteur utilisent aussi d'autres statistiques pour s'orienter et choisir entre diverses possibilités d'investissements : en particulier le *government take* (concept américain), synonyme du *fiscal oil* ou de « part globale de l'État ».

La « part globale de l'État » ou *government take* pour un gisement donné, une concession ou un bloc, est définie généralement par la somme non actualisée du *cash flow* net revenant à l'État sur toute la vie commerciale du gisement rapporté au *cash flow net* total généré par l'exploitation pétrolière (investissements de recherche relatifs au gisement, concession ou bloc inclus). Il reprend donc les catégories 1, 2, 3 et 6 détaillées ci-dessus et les rapporte au profit total de l'opération. Son complément, la « Part de la compagnie » ou *company take*, est l'élément de base permettant le calcul classique du « Taux de rendement interne » du projet pour la compagnie, c'est-à-dire le taux d'actualisation qui annule la valeur actualisée nette des flux financiers avec un autofinancement de 100 %.

© De Boeck Supérieur | Téléchargé le 16/09/2022 sur www.cairn.info (IP: 154.72.187.214)

Une baisse de la fiscalité pétrolière en Afrique sub-saharienne ?

Comment évolue la pression fiscale pétrolière en zone franc ? Une baisse est-elle perceptible depuis un certain temps ? Pour quels pays ? Quelles en seraient les conséquences pour les recettes à venir ?

Tableau 1 – Recettes pétrolières figurant aux TOFE des États

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
C.I.V.	**29**	**17**	**13**	**16**	**11**	**2**	**14**	**12**
UEMOA	**29**	**17**	**13**	**16**	**11**	**2**	**14**	**12**
Caméroun	239	169	194	348	338	369	324	325
Congo	297	138	276	466	431	398	422	530
Gabon	644	499	369	815	753	609	570	600
Guinée E.	29	54	62	135	302	363	410	734
Tchad	0	0	0	0	0	0	7	68
CEMAC	**1209**	**859**	**900**	**1854**	**1823**	**1738**	**1733**	**2257**

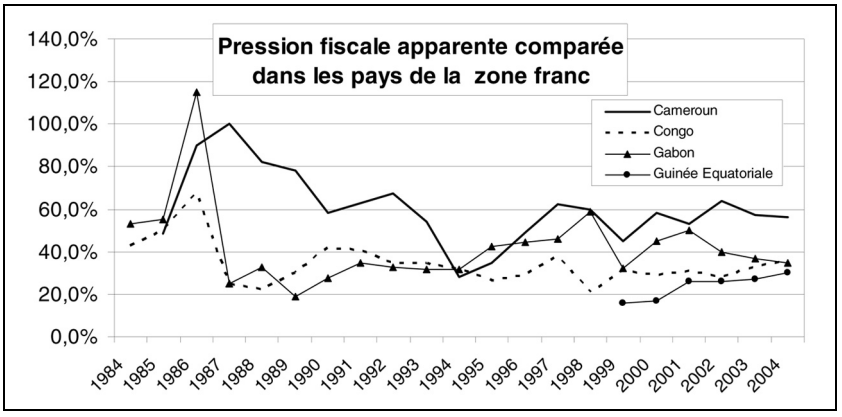
Source : 1997-2004 Jumbo, avril 2005. Milliards de FCFA courants.

Si, comme le montre le tableau ci-dessus, les recettes pétrolières suivent bien l'évolution du prix du pétrole, avec deux décrochages importants, l'un en 2000 et l'autre en 2004, en ligne avec l'évolution du prix du baril, il n'en est pas de même avec la pression fiscale apparente. Celle-ci reste en effet constante ces dernières années alors que, comme on le montrera plus loin, elle ne devrait pas être constante mais augmenter mécaniquement avec les prix du pétrole. Or elle stagne ou baisse sur longue période [3], mais surtout, elle n'augmente pas, au contraire, sur les années récentes malgré des prix historiquement hauts (sauf, légèrement, au Cameroun).

3. On trouvera une analyse de l'évolution historique longue du taux apparent du graphique 1 dans les publications Jumbo de septembre 2001 et septembre 1999. Le fait que la pression fiscale apparente au Gabon dépasse 100 % en 1988 ne fait que traduire le décalage d'une année qui existait alors entre le recouvrement de l'impôt sur les sociétés pétrolières associé à une baisse du prix du pétrole (de 18,2 à 14,7 dollars/baril).

© De Boeck Supérieur | Téléchargé le 16/09/2022 sur www.cairn.info (IP: 154.72.187.214)

Figure 1 – Pression fiscale apparente sur longue période



Source : 1984-1997, FMI, Consultation Article IV, 1998-2004, Rapport Jumbo.

Le tableau 2 donne les valeurs ressortant sur la période 1999-2004 du modèle Jumbo, en fonction des résultats figurant dans les tableaux des opérations financières des États (TOFE) publiés par le FMI pour les années 1999-2003 et projetés pour 2004. À titre d'information, le même taux, estimé par le FMI à partir de la moyenne de ses projections, *sur la période 2002-2006*, figure dans la dernière colonne. Les résultats y sont encore du même ordre, et même moins élevés (sauf au Gabon et au Tchad).

Tableau 2 – Pression fiscale apparente en zone franc

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	*2002-2006*
Côte d'Ivoire	14 %	13 %	12 %	1 %	6 %	4 %	
UEMOA	**14 %**	**13 %**	**12 %**	**1 %**	**6 %**	**4 %**	
Cameroun	45 %	58 %	53 %	64 %	57 %	56 %	*51 %*
Congo	31 %	29 %	31 %	28 %	33 %	36 %	*29 %*
Gabon	32 %	45 %	50 %	40 %	37 %	35 %	*47 %*
Guinée équatoriale	16 %	17 %	26 %	26 %	27 %	30 %	*18 %*
Tchad					6 %	7 %	*11 %*
CEMAC	**32 %**	**37 %**	**38 %**	**35 %**	**34 %**	**31 %**	
ZONE FRANC	**31 %**	**36 %**	**38 %**	**34 %**	**33 %**	**30 %**	

Source : 1999-2004 Jumbo. Moyenne 2002-2006 FMI Atelier sur la gestion des recettes pétrolières et la transparence (Libreville, février 2004).

© De Boeck Supérieur | Téléchargé le 16/09/2022 sur www.cairn.info (IP: 154.72.187.214)

Par ailleurs, si on compare les niveaux absolus des fiscalités pétrolières apparentes avec celles de certains autres pays d'Afrique (et d'Arabie saoudite à titre d'information), on constate qu'ils sont, à l'exception encore du Cameroun, à un niveau très inférieur. Notons qu'on a pris soin de mener des calculs méthodologiquement identiques, sauf pour le Nigeria [4] où, ne disposant pas d'éléments détaillés, nous avons retenu les estimations moyennes du FMI. Pour les pays où l'on dispose de données annuelles, la croissance du taux apparent avec les prix internationaux est nette entre 2000-2003 et 1999 (sauf en Algérie), phénomène que l'on n'observe pas en zone franc.

Tableau 3 – Fiscalité pétrolière rapportée aux exports dans des pays pétroliers d'Afrique et du Moyen-Orient

	1999	2000	2001	2002	2003	*2002-2006*
Algérie	74 %	76 %	71 %	69 %	71 %	
Angola	37 %	56 %	52 %	54 %	40 %	*55 %*
Soudan		42 %	46 %	44 %		
Nigeria						*88 %*
Arabie saoudite	62 %	81 %	82 %	71 %		
Émirats arabes unis	56 %	70 %	75 %	77 %		

Source : 1999-2003 Consultation Article IV FMI. Moyenne 2002-2006 FMI, Atelier sur la gestion des recettes pétrolières (Libreville, février 2004).

Quelles sont les raisons de cette évolution du taux de pression fiscale apparent en zone franc ? Et pourquoi les taux diffèrent-ils à ce point dans l'espace et dans le temps ?

4. Le Nigeria, pays « pilote » de la transparence pétrolière dans le cadre de l'initiative EITI-ITIE avec un engagement personnel important du Président Obasanjo, a fait l'objet d'études précises de la part du FMI, mais nous n'avons pu trouver encore les données détaillées permettant de retrancher des recettes pétrolières les subventions versées à la société nationale : subventions dont la non prise en compte gonfle exagérément le taux de pression fiscale apparent.

© De Boeck Supérieur | Téléchargé le 16/09/2022 sur www.cairn.info (IP: 154.72.187.214)

Analyse des régimes fiscaux pétroliers

La rente pétrolière et son partage [5]

La rente pétrolière a plusieurs acceptions et concerne différents acteurs :

1) Du côté des producteurs, la forte dispersion des coûts de production est à l'origine des phénomènes de rente. Les coûts techniques de production, somme des coûts d'exploration, de développement et d'extraction, vont de 2 dollars/baril dans le Golfe à 10 dollars/baril en Mer du Nord, voire plus de 14 dollars/baril pour certains gisements *off-shore* aux États-Unis ou encore certains gisements russes. La théorie postule, dans ce cas, l'existence d'une rente minière différentielle au profit des producteurs bénéficiant des coûts les moins élevés : le prix d'équilibre du marché est le coût de production du gisement marginal dont la mise en exploitation est nécessaire pour satisfaire la demande.

À la rente minière *stricto sensu* s'ajoutent des *rentes de qualité*, liées à la composition chimique des bruts extraits, et des *rentes de position*, liées aux coûts de transport. Ces derniers, s'ils sont peu discriminants pour les gisements proches de la mer, peuvent devenir très pénalisants dans le cas de ressources enclavées comme celles du Tchad ou du Soudan.

Mais le marché pétrolier, marché multi-oligopolistique, fonctionne très différemment de la logique classique. Cette dernière voudrait qu'à l'échelle mondiale, les investissements se concentrent sur les pays à bas coûts de production (et à forte réserve) ; leur production aurait alors évincé (par une pression à la baisse sur les prix) les gisements les plus coûteux. Avec la fermeture de son amont pétrolier aux grandes compagnies et la maîtrise cartellisée des quantités produites, l'OPEP a induit une logique inverse et « tient » la plupart du temps le marché. Les mouvements de prix déterminés par ce cartel, qui sont d'autant plus forts que la demande est peu élastique, incitent les producteurs à coût élevé à entrer ou à sortir du marché : le coût marginal a donc tendance sur le moyen terme à s'égaliser au prix, et non l'inverse. Aux rentes différentielles vient donc s'ajouter une rente « de monopole », liée à la rareté artificielle créée par la politique de l'OPEP.

2) Du côté des États consommateurs, il y a aussi accaparement de rente (ou de surplus), son ampleur résultant de la faible élasticité-prix de la de-

5. On trouvera une analyse très complète du problème dans l'excellente étude sur les « Problèmes géopolitiques liés à la production et aux échanges de pétrole », Promotion Copernic, ENA, 2000-2002 (http://www.iehei.org/bibliotheque/energie.htm).

© De Boeck Supérieur | Téléchargé le 16/09/2022 sur www.cairn.info (IP: 154.72.187.214)

mande. Cette ponction est opérée pour l'essentiel par la fiscalité sur les produits pétroliers destinés à la consommation, qui représente en moyenne près de 50 % de la valeur du baril composite dans l'OCDE, avec de fortes variations selon les pays [6].

Tableau 4 – Décomposition de la valeur du baril composite de produits raffinés dans l'OCDE

Pays	Prix du brut		Montant des taxes		Marge industrielle		Prix de marché du baril composite	
	1998	2002	1998	2002	1998	2002	1998	2002
États-Unis	12,0	23,9	13,5	15,1	14,4	16,4	39,9	55,3
Allemagne	12,4	26,0	52,7	57,4	17,9	12,6	83,0	96,1
France	12,4	26,6	74,1	64,5	15,7	19,8	102,2	110,8
Royaume-Uni	12,6	26,1	89,6	90,9	29,4	27,0	131,7	144,0
Union européenne	12,4	24,5	64,2	58,2	18,0	15,2	94,5	97,9

Source : OPEC Oil Bulletin, dollars courants.

La France a ainsi pu bénéficier, certaines années, de davantage de revenus « pétroliers » que l'Arabie saoudite. Si l'on cumule fiscalité sur les produits pétroliers dans les pays consommateurs et part des États producteurs dans le partage de la rente à la production, on doit conclure que le revenu pétrolier est plus que jamais contrôlé par les États. Ce point mérite d'être rappelé et met quelque peu en défaut la thèse des partisans d'une politique libérale dont la justification ultime est la baisse des prix destinés aux consommateurs, dont on détaille ci-après la pensée et l'action.

Fiscalité pétrolière, culture et mondialisation : libéraux contre rentiers[7], Thatcher contre l'OPEP

La fiscalité qu'on considère ici est la fiscalité de l'amont pétrolier, c'est-à-dire la fiscalité de la recherche et de l'extraction d'hydrocarbures, en ex-

6. Certes, l'utilisation de la voiture automobile entraîne un certain nombre d'externalités qu'il est justifié de faire payer à l'utilisateur, et la taxation des carburants est aussi un moyen de prendre en compte ces externalités. Il demeure que le prélèvement des États consommateurs va bien au-delà de la lutte contre les effets néfastes de l'automobile.

7. On s'inspire largement dans ce paragraphe des réflexions de Bernard Mommer (*Oil Prices and Fiscal Regimes*, Oxford Institute for Energy Studies, May 1999).

© De Boeck Supérieur | Téléchargé le 16/09/2022 sur www.cairn.info (IP: 154.72.187.214)

cluant l'aval, le raffinage et la distribution qui lui sont pourtant intimement liés (et qui, on vient de le voir, peuvent générer une rente équivalente). Suivant les pays, les régions et les époques, la fiscalité de l'amont peut bénéficier directement aux municipalités ou aux administrations provinciales ou régionales seules, ou en association à l'État central, ou enfin exclusivement à ce dernier. Quoi qu'il en soit, une compagnie pétrolière, pour être autorisée à prospecter dans un périmètre donné et à y exploiter les réservoirs, réserves et ressources naturelles qui pourraient y être découvertes, doit entrer dans une relation contractuelle légale avec le propriétaire de cette ressource naturelle. Cette relation contractuelle, qu'il s'agisse d'une licence, d'une concession, d'un affermage, d'un contrat de service ou de partage de production ou de profit, comprend en général, outre les impôts, taxes et redevances, des paiements spécifiques et de nombreuses autres conditions. On considère ici que c'est cet ensemble de conditions qui constituent le régime fiscal d'un périmètre donné, même si la propriété de la ressource naturelle est purement privée, car du point de vue du licencié, du concessionnaire ou du fermier, c'est le paiement total qui importe, qu'il soit dû à l'État et/ou à un propriétaire privé.

La propriété privée des réservoirs d'hydrocarbures subsiste encore aux États-Unis d'Amérique où la propriété privée de la terre s'étend généralement au sous-sol (suivant les États). Dans le reste du monde et, bien sûr, dans le domaine public aux États-Unis, les réservoirs (d'hydrocarbures, d'eau) sont généralement un bien collectif [8]. En France le sous-sol était traditionnellement la propriété du roi, qui en déléguait la gestion à ses vassaux. Établi durant la période révolutionnaire, c'est un rapport sur le gaspillage dans les mines de charbon (du 22 brumaire an X) qui est à l'origine du décret napoléonien en 1805 rendant à l'État la propriété du sous-sol et accorde et réglemente les premières concessions.

L'exception américaine est intéressante à signaler, car c'est autour du *corpus* de pensée américain et donc de la propriété privée du sous-sol que s'est initialement développée la réflexion théorique sur les régimes fiscaux du secteur pétrolier. Il est clair en effet que l'existence d'un droit réservataire privé sur l'exploitation du sous-sol est important dans le processus de formation des prix et a un effet de *mark-up*. Mais, à l'inverse d'un droit réservataire public, un droit réservataire privé ne saurait être géré dans l'intérêt collectif.

8. Mais non un bien public mondial ! Ce que pourraient souhaiter certains utopistes, qui trouveraient là un motif de taxation naturel.

© De Boeck Supérieur | Téléchargé le 16/09/2022 sur www.cairn.info (IP: 154.72.187.214)

En effet, si les ressources naturelles sont des biens collectifs et non des bien privés, deux possibilités peuvent apparaître. Premièrement, la collectivité peut autoriser un libre accès à la ressource, bénéficiant *in fine* aux consommateurs par le biais de prix moins élevés. Deuxièmement, à l'inverse, l'État ou la collectivité peuvent agir[9] comme un propriétaire privé et prélever une partie de la rente : les pays principalement exportateurs de matières premières minérales, et plus particulièrement ceux en développement, sont évidemment intéressés par de tels revenus, qui peuvent représenter une part très importante de leurs ressources, qui plus est en devises étrangères.

Sur la base de cette distinction, les régimes fiscaux pétroliers peuvent être divisés en deux catégories. La première peut être appelée « libérale » et la deuxième « rentière ». Avec un régime fiscal libéral le taux moyen est faible. L'État taxe seulement les profits exceptionnels en prenant garde de ne pas décourager le flux libre des investissements. Toutes les réglementations constitutives de ce mode de fiscalité vont dans la même direction : aboutir aux prix les plus bas possible et, pour ce faire, favoriser la coopération entre différents opérateurs suivant la nature des champs pétroliers et de la géologie, tout en stimulant la compétition entre les compagnies sur un marché ouvert.

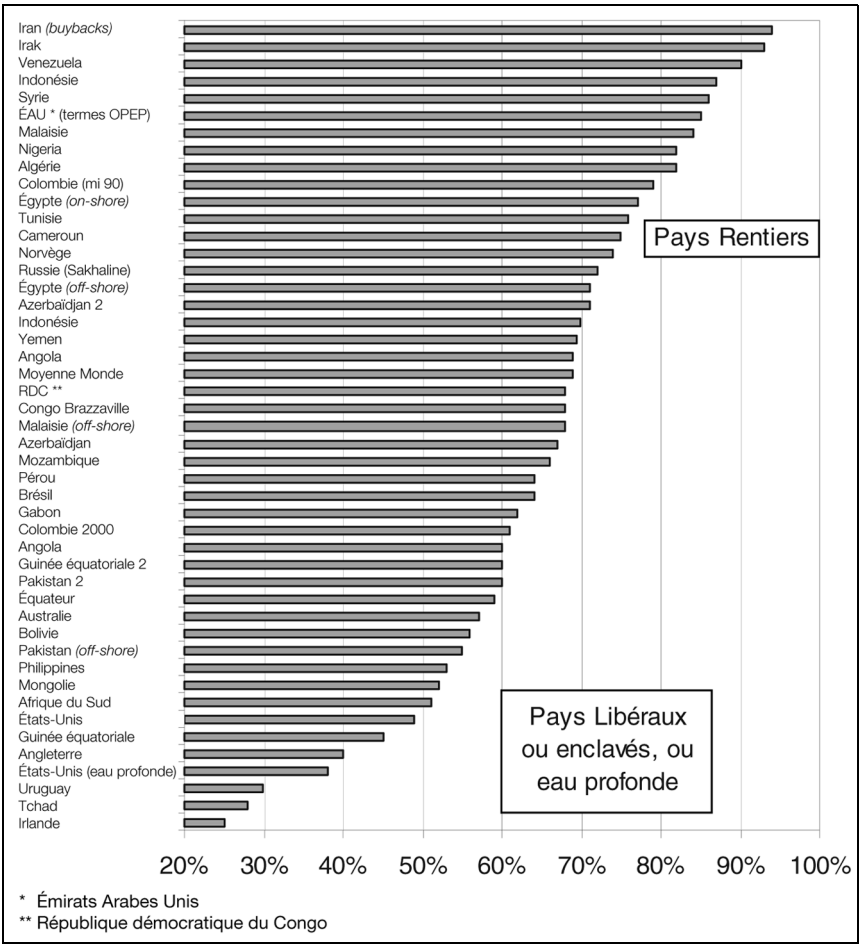
À l'inverse, les régimes fiscaux « rentiers » sont caractérisés par un taux de taxation marginal positif (par exemple une redevance proportionnelle due sur la production, que des profits soient dégagés ou non) et un taux moyen élevé, ce qui limite le flux des investissements. La réglementation peut chercher à favoriser l'efficacité des investissements et la productivité mais l'objectif fondamental est *de collecter la rente la plus élevée possible et non d'obtenir de bas prix*. Pour l'atteindre, l'existence d'une compagnie nationale peut fournir une aide appréciable, si le degré de maturité de la société le permet. En tant qu'opérateur industriel, elle rend les États propriétaires capables de tisser des relations contractuelles complexes avec les compagnies pétrolières privées et, par exemple, d'utiliser celles-ci en tant que fournisseurs de service, produisant du pétrole pour le compte de la compagnie nationale et non pour leur compte propre. Dans ce cas, c'est la société nationale, et *in fine* l'État, qui décident des prix et des quantités mises sur le marché.

En comparant les régimes fiscaux libéraux et rentiers, deux cas apparaissent aux deux extrémités du spectre : le premier est un régime libéral radi-

9. Sur la question de la répartition entre État central et collectivités locales, voir en particulier Ahmad et Mottu, IMF WP 02/203, novembre 2002.

© De Boeck Supérieur | Téléchargé le 16/09/2022 sur www.cairn.info (IP: 154.72.187.214)

Figure 2 – Taux de prélèvement de l'État (government takes levels), Monde. Un éventail de pressions fiscales extrêmement large.



Source : D.Johnston & Co, 2003 et Alexander et Johnston, *Why do business in New Zealand ?* 2000, et Mike Rodgers, *PFC Energy government take des États estimés pour la période 2002-2010.*

cal où il n'y a pas de propriétaires et où les compagnies pétrolières font face directement aux consommateurs ; le deuxième régime, rentier radical, où les compagnies n'ont aucun droit et où ce sont les propriétaires qui font face au marché.

Dans le graphique 5 qui classe les pays par ordre de prélèvement de l'État *Government take* croissant, l'Irlande, les États-Unis (en eau profonde) et le

© De Boeck Supérieur | Téléchargé le 16/09/2022 sur www.cairn.info (IP: 154.72.187.214)

Royaume-Uni [10] ont une fiscalité pétrolière libérale radicale, tandis qu'à l'opposé les pays de l'OPEP ont une fiscalité rentière radicale. Entre les deux, il y a tout l'éventail des possibles. Techniquement, les systèmes fiscaux peuvent prendre la forme d'un impôt sur les bénéfices, associé à une redevance, d'un contrat de partage de production ou d'un contrat de service. Toutefois, cela importe peu : c'est le prélèvement total réel de l'État qui fait la différence. En ce qui concerne les pays de la zone franc on remarquera qu'ils se répartissent dans l'ensemble du spectre, mais avec des valeurs très supérieures au taux de pression fiscale apparente figurant au tableau 2. Rendre compte de ces écarts est l'un des objectifs de cet article, ainsi que de notre modélisation.

Au-delà des deux modèles, libéral ou rentier, la situation actuelle s'explique aussi par des raisons historiques. Durant les six premières décennies du XX^{e} siècle, le régime fiscal des États-Unis s'est imposé comme référence mondiale en la matière. Ce modèle fut adopté dans la majorité des pays en développement. L'usage qui en fut fait, dans un contexte général de rapport de force inégal entre l'État dont étaient originaires les grandes compagnies pétrolières et les pays dans lesquels elles opéraient, donna à cette fiscalité un caractère léonin avéré, mettant la production de pétrole sous le contrôle total des compagnies étrangères, possédant à la fois les capitaux et la technologie et procurant à l'investisseur un haut degré de sécurité juridique grâce au principe dit « des droits acquis ».

Dans un deuxième temps, le mouvement de décolonisation de l'après-guerre, consacrant la souveraineté nationale des nouveaux États, a mis au premier plan leur droit de disposer librement de leurs ressources. Avec la création de l'OPEP en 1960, un ensemble d'États a adopté une fiscalité rentière radicale remettant en cause les anciens contrats de concession pour culminer dans les nationalisations des années 1970. Dans la zone OPEP, les compagnies pétrolières internationales ne sont plus alors concessionnaires, mais deviennent des fournisseurs de services de production pétrolière et de simples acheteurs de pétrole brut. Cette évolution radicale de l'OPEP, doublée d'un comportement de monopole, suscita en réaction une réponse libérale radicale dans les pays consommateurs de pétrole. Grâce à une gestion efficiente de leurs propres ressources pétrolières, couplée à une fiscalité libérale incitative, ceux-ci réussirent à maximiser la production non-

10. Notons que celui-ci part d'une position plus radicale encore dans ce domaine et vient tout récemment d'élever la pression fiscale sur les sociétés pétrolières de 30 à 40 % (à la fiscalité « commune » de 30 % de l'impôt sur le bénéfice s'ajoute depuis 2003 une surtaxe pétrolière de 10 %).

© De Boeck Supérieur | Téléchargé le 16/09/2022 sur www.cairn.info (IP: 154.72.187.214)

OPEP. Le plus bel exemple réussi de réponse libérale est, pour de nombreux observateurs, la politique mise en œuvre par Margaret Thatcher [11] en Mer du Nord.

Dans les années 1980-1990, la politique libérale n'est pas restée confinée aux pays pétroliers du Nord et s'est étendue au monde en développement et même à des pays OPEP. Un élément majeur de cette extension est la fin de l'Union soviétique avec, pour conséquence, l'entrée du secteur pétrolier russe dans un cadre de travail libéralisé. Dans les pays d'Afrique sub-saharienne, de nouveaux contrats de partage de production, *a priori* plus conformes à l'idéologie libérale [12], se sont répandus sous l'impulsion des compagnies et des institutions de *Bretton Woods*. Globalement, la fiscalité a diminué, la production a stagné dans les pays qui gardaient une fiscalité rentière élevée (Nigeria, Cameroun) et s'est au contraire accrue dans des pays à fiscalité moins lourde : une certaine forme de concurrence fiscale semble apparaître entre les États. Cette concurrence, toutefois, est bien difficile à observer du fait de l'opacité des contrats, de la fiscalité extra-budgétaire, mais aussi de la concurrence entre compagnies pétrolières, les amenant à surenchérir les unes sur les autres.

Avant de quitter ce détour historique sur la fiscalité pétrolière, on notera le paradoxe que doivent assumer les économistes libéraux : c'est la propriété collective du sous-sol qui permet de mener une politique fiscale pétrolière libérale, avec un taux de taxation faible de « droit commun », alors que la propriété privée de celui-ci, ou sa privatisation dans le cas de propriété collective engendre mécaniquement un prélèvement plus important et donc une fiscalité rentière (au sens large où nous avons défini la fiscalité).

Certains ont pu croire que la poursuite de ce mouvement libéral devait amener à long terme une diminution du prix du pétrole (croyance particulièrement accentuée au lendemain de la forte baisse des prix de 1998-1999). Mais un autre phénomène est à l'œuvre, qui a un effet inverse. Ce phénomène est d'ailleurs sensible depuis plus d'une décennie et on peut se demander si la décision la plus réussie en apparence de la politique libérale, à savoir la baisse de la taxation pétrolière en Mer du Nord, n'aurait pas dû être prise, même avec une idéologie rentière, si on voulait exploiter les gisements du plateau continental du Royaume-Uni. En effet, l'exploitation *off-*

11. Un certain « européano-centrisme » nous fait citer en premier cette grande initiatrice de l'extension de la politique libérale à l'ensemble du monde, mais il faut ici aussi citer Ronald Reagan et la politique de production américaine du bien public global en tant que « sécurité énergétique ».

12. Bien que, répétons-le, ce soit le niveau absolu du taux fiscal effectif qui caractérise l'aspect libéral ou rentier d'un contrat, et non sa forme juridique.

© De Boeck Supérieur | Téléchargé le 16/09/2022 sur www.cairn.info (IP: 154.72.187.214)

shore, et plus particulièrement en *off-shore* profond, étant beaucoup plus coûteuse et risquée qu'à terre, la marge brute d'exploitation et son partage entre les opérateurs et l'État en sont diminués d'autant. Pour exploiter la Mer du Nord, il fallait de toute façon baisser la fiscalité y afférente. Le dépassement du pic de Hubert [13] aux États-Unis en 1970, la rareté croissante des réserves d'hydrocarbures, amenant à explorer des régions plus difficiles malgré les avancées technologiques permanentes, tirent les coûts de la recherche/exploitation pétrolière à la hausse à terme... et donc aussi les prix du pétrole.

Entre les deux effets, l'un de baisse des prix du fait de l'extension d'une politique libérale de baisse de la taxation, l'autre de croissance des prix du fait de l'inflation des coûts, il est difficile de savoir qui va l'emporter, indépendamment du fait qu'un acteur pouvant agir puissamment sur les prix reste présent dans la partie : l'OPEP. Une chose reste probable cependant : que les prix montent ou baissent à moyen terme, la part revenant à l'État producteur dans l'exploitation pétrolière devrait, elle, diminuer. L'exemple du Tchad est frappant : ce n'est pas par conviction libérale que l'État tchadien se trouve être dans notre tableau comparatif l'État où le *government take* est le plus bas, mais parce que le coût de transport de son pétrole associé aux risques d'exploitation sont si élevés que la rentabilité de l'opération du point de vue des compagnies internationales n'est suffisante que si l'État renonce à une grande partie de sa rente – comme en Mer du Nord.

Grandes lignes d'une modélisation de la fiscalité pétrolière en Afrique sub-saharienne

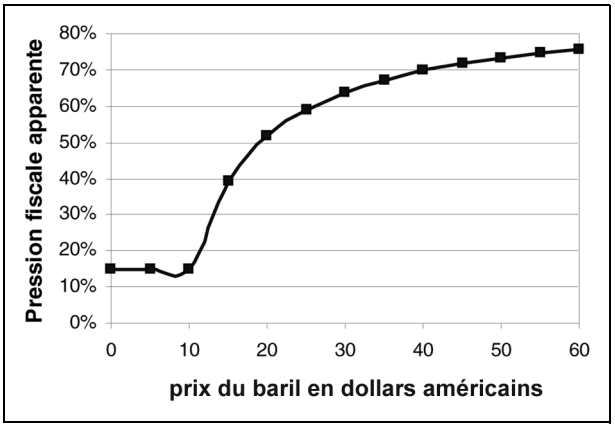
La modélisation de la fiscalité traditionnelle [14]

Contrairement aux impôts « simples » (droits de douane, impôts indirects, impôts directs sur les ménages – salaires et autres revenus – et sur les sociétés) qu'en première approximation on peut supposer « proportionnels à leur assiette macro-économique » et projeter avec un taux constant (sauf effort de recouvrement des services et/ou changement de la fiscalité), la fiscalité pétrolière traditionnelle ne peut être projetée avec une pression fiscale apparente constante.

13. Année à partir de laquelle la production commence à décliner.
14. Redevance proportionnelle couplée à un impôt sur les bénéfices.

© De Boeck Supérieur | Téléchargé le 16/09/2022 sur www.cairn.info (IP: 154.72.187.214)

Figure 3 – Variation du taux de pression fiscale apparent en fiscalité traditionnelle



Au Gabon par exemple, jusqu'en 2003 l'essentiel de la production, et en particulier le champ majeur de Rabi, étaient taxés suivant une fiscalité minière « de concession » traditionnelle, assise sur deux impôts simples, une redevance proportionnelle (15 %) et un impôt sur les bénéfices (au taux de 73 %). Dès lors, le taux apparent est une fonction linéaire par morceaux du rapport entre le coût d'extraction et le prix de vente et une fonction croissante du prix du baril.

En effet, si E est la valeur de la production, P son volume, A l'ensemble des charges fiscalement déductibles (fonctionnement + amortissement des investissements déductible), k le taux nominal de la redevance et b le taux nominal de l'impôt sur les bénéfices pétroliers, l'impôt dû, D, s'élève à

$$D = k\,E + b\,(E\text{-}A)\,(E\text{-}A>0)$$ [15]

Soit, $y = k + b\,(1\text{-}c/p)\ (c < p)$

avec $y = D/E$ pression fiscale apparente,

$A/P = c$ coût du baril et

$E/P = p$ prix du baril.

C'est cette courbe $y(p)$ qui est représentée dans le graphique précédent.

Il est ainsi dans la nature même de la fiscalité pétrolière de ne pouvoir être assimilée à une pression fiscale constante. Le taux de pression fiscale y serait au contraire décroissant à mesure que les prix baissent. Il serait

15. On adopte ici pour le dernier terme la notation « logique » avec (E-A>0) = 1 si la relation est vraie, c'est à dire si E>A, et (E-A>0) = 0 dans le cas contraire.

© De Boeck Supérieur | Téléchargé le 16/09/2022 sur www.cairn.info (IP: 154.72.187.214)

d'autant plus faible que le prix de vente se rapprocherait du coût unitaire d'exploitation et que le bénéfice diminuerait [16] d'autant plus fort que le prix du pétrole s'élèverait. Double dividende de prix élevés donc, comme ceux que l'on connaît actuellement : un bénéfice plus important, donc des taxes plus importantes et *ex-post* un taux de taxation plus élevé.

Si l'on veut modéliser une telle fiscalité, la difficulté majeure ne réside pas dans la formalisation elle-même, qui est élémentaire, mais dans le calcul et l'estimation de ces coûts « déductibles » : les dépenses de salaires, de fonctionnement, la mesure des investissements de recherche, développement (amortissables sur 7 ans dans le cas gabonais). L'exercice est encore compliqué par le fait que, s'agissant d'imposition sur une assiette comptable (ici le bénéfice avant impôt), elle fait l'objet de dispositifs d'acompte sur impôts l'année courante, suivi de régularisations effectuées sur l'exercice suivant. Ces chevauchements d'exercices budgétaires rendent plus difficiles encore la lecture et l'interprétation des taux apparents en années civiles.

La modélisation des contrats de partage de production, tels qu'ils se généralisent en Afrique

La fiscalité des contrats du partage de production n'est pas fondamentalement différente, du point de vue de la pression fiscale apparente, de la fiscalité minière « traditionnelle » et, comme celle-ci, elle appartient à la famille des impôts à taux apparent variable, mais d'une manière plus accentuée encore : de façon imagée, on pourrait dire, pour résumer, qu'il s'agit d'un impôt sur le bénéfice dont le taux nominal lui-même serait variable (suivant les prix du pétrole, cas congolais en général ; ou suivant les quantités extraites, au Soudan, au Gabon ou en Guinée équatoriale en général ; ou suivant les deux simultanément [17].

Une définition résumée de ce type de contrat pourrait être la suivante : il y est prévu que, une fois déduite la quantité correspondant au paiement de la redevance proportionnelle, l'huile extraite restante soit répartie périodiquement, sur toute la vie du contrat, et dans des proportions contractuelles variables (suivant les quantités et/ou les prix), entre le *cost-oil* et le *profit-*

16. Il en est de même pour l'impôt sur les bénéfices dans tous les secteurs industriels ; mais la formalisation macro-économique retenue pour « l'ensemble des sociétés », s'appuie en général sur la PIB et non sur le bénéfice *stricto sensu*, ce qui a un sens globalement et macro-économiquement (car le profit, représente une part constante de la valeur ajoutée).

17. Le fiscaliste doit alors disposer d'une « abaque » de taux nominaux d'impôts, même si nous n'avons pas encore rencontré ce cas en zone franc.

© De Boeck Supérieur | Téléchargé le 16/09/2022 sur www.cairn.info (IP: 154.72.187.214)

oil. Le *profit-oil* est réparti ensuite suivant des règles contractuelles (variables éventuellement elles aussi suivant les quantités et/ou les prix) entre l'État et l'opérateur. Au *cost-oil* sont imputés les frais d'exploitation et d'investissement déductibles dépensés, eux-mêmes définis dans le contrat, généralement indéfiniment reportables s'ils saturent le *cost-oil*. Le *cost-oil* en excès par rapport aux dépenses cumulées, s'il en est, est enfin à son tour réparti entre l'État et l'opérateur.

Une telle fiscalité, du point de vue des sociétés pétrolières, a l'avantage de pouvoir être définie de façon *ad hoc* en fonction des difficultés géologiques prévisible, et de permettre un amortissement accéléré et un remboursement des coûts rapide et proportionné au risque. Du point de vue de l'État, il favorise l'investissement et la coopération entre compagnies, et permet le développement de l'activité pétrolière sans nécessiter une participation de sa part. La limitation contractuelle du *cost-oil* dans le total de l'huile extraite enfin prémunit l'État contre les opérations non rentables (pour peu que cette limitation soit effective et n'atteigne pas plus de 70 % comme cela semble de plus en plus souvent être le cas dans les contrats en eau profonde, plus risqués par nature).

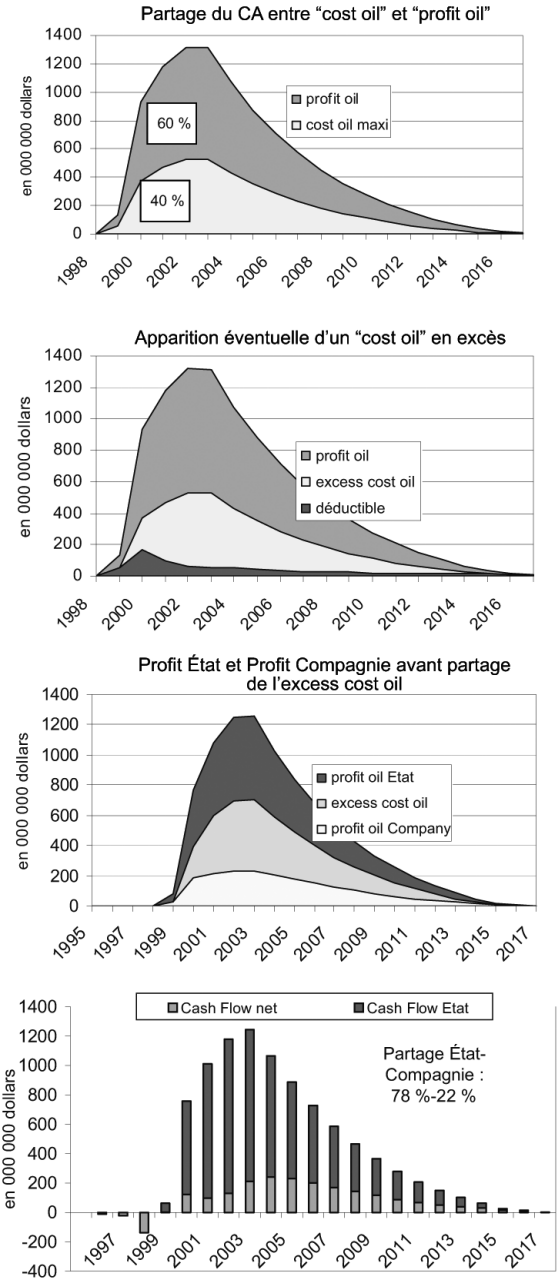
Les grandes lignes ainsi définies montrent bien que la formalisation d'une telle fiscalité pour le fiscaliste comme le prévisionniste, si elle n'est guère plus compliquée théoriquement que dans le cas de la fiscalité traditionnelle, suppose par contre une connaissance détaillée, contrat par contrat, des conditions spécifiques contractuelles d'exploitation, celles-ci étant susceptibles de varier fortement d'un champ à l'autre en fonction de considérations, principalement géologiques, mais aussi de la politique suivie au moment de la signature du contrat (phénomène non négligeable compte tenu de l'intervalle de temps séparant le début des travaux de recherche de l'entrée effective en production).

C'est pourquoi de telles modélisations sont encore peu développées dans les services fiscaux, les directions de la prévision et les directions des hydrocarbures des pays pétroliers de la zone franc, bien que des avancées importantes aient eu lieu récemment au Congo et au Gabon dans ce domaine. Il faut en effet arriver à une grande collaboration entre ces divers services pour arriver à suivre et maîtriser toutes les données nécessaires pour nourrir une telle modélisation, importante tout à la fois pour la prévision budgétaire, le contrôle fiscal et la transparence.

À partir des données dont nous disposions à l'Agence Française de Développement et des éléments publiquement disponibles sur le réseau Inter-

© De Boeck Supérieur | Téléchargé le 16/09/2022 sur www.cairn.info (IP: 154.72.187.214)

Figure 4 – 5 – 6 – 7



Source : Rapport Jumbo, septembre 2004.

© De Boeck Supérieur | Téléchargé le 16/09/2022 sur www.cairn.info (IP: 154.72.187.214)

net, nous avons élaboré [18] un modèle fiscal simple de partage de production dont les résultats sont présentés ci-après.

Principaux résultats de la modélisation « en partage de production » et conclusion

Partant d'un champ hypothétique de 200 millions de barils, nous avons simulé l'évolution annuelle de la production, des investissements, des frais d'exploitation et du *cash flow* sur les vingt ans du projet. Les principaux résultats sont consignés dans le tableau ci-dessous, dont l'intérêt majeur est de mettre en relation (au niveau du projet, et non des résultats globaux de l'État) la part de l'État dans le *cash flow net* total du projet, soit 78 % et la pression fiscale apparente obtenue en rapportant le *cash flow* de l'État au chiffre d'affaires (soit 56 % sur la vie du projet, et variant suivant les années de 37 % à 74 %).

Tableau 5 – Part de l'État (PE, ou *government take*, GT), Pression fiscale apparente (PFA) Taux de rentabilité interne (TRI) et VAN du projet

	Cash Flow	PE–GT %	PFA moyenne	TRI	Van an 1	%
Compagnie	861	22 %		40 %	303	14 %
État	3097	78 %	56 %	ns	1849	86 %
Total	**3958**	**100 %**	**56 %**	**117 %**	**2142**	**100 %**

Remarque : Valeur Actuelle Nette actualisée à 10 %. On suppose, pour le calcul du Taux de Rendement Interne, que l'investissement est totalement autofinancé par la compagnie. Millions de dollars.

On retrouve donc pour le *government take* une valeur nettement plus grande que l'équivalent de notre classique « pression fiscale apparente ». L'écart est encore plus grand si on ne compare pas ces deux valeurs sur l'ensemble de la vie du projet mais si, pour la pression fiscale apparente, on prend les valeurs annuelles des premières années du projet (37 %).

On peut s'attacher évidemment à faire varier les diverses caractéristiques et paramètres du projet et de la fiscalité :

18. En collaboration avec B. Mourez, consultant, voir rapport Jumbo de septembre 2004, tome 1.

© De Boeck Supérieur | Téléchargé le 16/09/2022 sur www.cairn.info (IP: 154.72.187.214)

Si par exemple on fait l'hypothèse de coûts de développement plus élevés (par exemple en supposant que le champ découvert soit *off-shore*) en triplant le coût des investissements et certains coûts proportionnels (faisant ainsi passer le coût du baril de 3,8 dollars à 8,6 dollars/baril), alors : le taux de rendement interne du projet pour la société diminue de moitié (rendant le projet comparativement peu rentable) ; la VAN « société » diminue de 43 %, celle de l'État de 27 % ; le *government take*, lui, diminue à peine comme le montre le tableau ci-dessous (il diminue de –2 %, passant de 78 % à 76 %) ; enfin, la pression fiscale apparente varie de façon plus sensible (–13 % diminuant de 56 % à 49 %) et l'écart avec le *government take* s'accentue.

Tableau 6 – Part de l'État, Pression fiscale apparente, TRI et VAN avec des coûts triples

	Cash Flow	PE–GT %	PFA moyenne	TRI	Van an 1	%
Compagnie	709	24 %		18 %	174	11 %
État	2290	76 %	49 %	ns	1354	89 %
Total	**2999**	**100 %**	**49 %**	**51 %**	**1528**	**100 %**

Il faudrait, en ce cas, diminuer la fiscalité elle-même pour rendre le projet attractif, ce qui semble une évidence. Par contre, ce modèle met en avant que l'augmentation des coûts, à fiscalité « de partage de production » constante, laisse invariants les indicateurs fiscaux type *government take* mais agit beaucoup plus nettement sur le « taux apparent », qui diminue nettement, comme la rentabilité des opérations et les recettes fiscales. Il en serait de même si au lieu d'augmenter (respectivement diminuer) les coûts on diminuait (respectivement augmentait) le prix du baril.

Dès lors, passant du cas particulier d'un champ pétrolier unique à celui d'un État – dont la fiscalité pétrolière est la résultante de la totalisation de la fiscalité de plusieurs champs pétroliers –, la question que nous nous posions au début de cet article concernant la contradiction apparente entre les taux des *government take* élevés publiés dans les statistiques professionnelles internationales et les résultats pétroliers relativement faibles enregistrés en zone franc – en particulier en matière de pression fiscale apparente –, est résolue : il est normal et cohérent de voir co-exister des *government take* élevés et des pression fiscales apparentes nettement plus faibles.

Pour autant, la question de la dynamique de cette pression fiscale apparente reste entière : savoir si la stagnation de la pression fiscale que l'on constate en zone franc, alors même que le prix du baril augmente, vient plus

© De Boeck Supérieur | Téléchargé le 16/09/2022 sur www.cairn.info (IP: 154.72.187.214)

d'une diminution de la fiscalité (due à la concurrence fiscale entre États) que d'une augmentation des coûts ou d'une « évaporation » croissante reste pour nous indécidable. Les trois éléments agissent indiscutablement sans que notre modèle ne nous permette de les départager. Mais, en tout état de cause, ce n'est pas par mauvaise gouvernance que le niveau de la pression fiscale apparente diffère (de beaucoup) du *government take*. Cette hypothèse est écartée par notre modèle, ce qui nous évite ainsi de trouver une fois de plus dans la gouvernance la source de tant de spécificités africaines.

Si, comme nous le croyons, on assiste bien à une diminution de la pression fiscale en zone franc, du fait de la concurrence entre États, et à une augmentation des coûts, la croissance à venir de la production africaine risque de ne pas se traduire par des recettes fiscales aussi élevées qu'on pourrait l'espérer. La nécessité de contrôler celles-ci et d'éviter les « déperditions » apparaît alors plus importante encore. C'est la conclusion à laquelle est aussi parvenue l'équipe du FMI chargée du suivi du cas du Nigeria. D'où l'importance de modèles fiscaux fiables ainsi que de la transparence, l'une épaulant l'autre. Enfin, la baisse actuelle de la pression fiscale, expliquée aussi par l'amortissement rapide des coûts d'investissements grâce aux contrats de partage de production, doit être suivie, dans certains cas, par une remontée de la pression fiscale et des recettes fiscales (sauf politique délibérée de sur-investissement continu des compagnies pétrolières) : c'est plus encore au moment de cette remontée qu'il faudra être vigilant et que l'Initiative pour la Transparence des Industries Extractives [19] (ITIE) prendra tout son sens.

19. Lancée sur une base volontaire et bénéficiant de l'appui d'une coalition d'entreprises, de gouvernements, d'investisseurs et d'organisations de la société civile, l'initiative accompagne des efforts destinés à accroître la transparence des pratiques budgétaires de l'État, amorçant un processus qui permettra aux citoyens de demander des comptes à leur gouvernement en ce qui concerne l'utilisation de ces recettes.

© De Boeck Supérieur | Téléchargé le 16/09/2022 sur www.cairn.info (IP: 154.72.187.214)

Références bibliographiques

AFD-DIAL (2005), *Perspectives économiques et financières des pays de la zone franc. Projections Jumbo 2005-2006*.

Babusiaux, D., Favennec, J.-P. et O. Rech (2000), Offre et demande de pétrole et gaz à moyen terme ; problématique des prix. *Géologues*, n° 127.

Enderlin, S., Michel, S. et P. Woods (2003), *Un monde de Brut, sur les routes de l'or noir*, Paris, Le Seuil.

Johnston, D. (2003) *Worldwide Competition : Companies vs Companies, Governments vs Governments*, Simposio Colombiano de Contratacion y Regulacion Petrolera, Ecopetrol, Cartagena, Colombia.

Johnston, D. et Alexander, J.-R. (2000), *Why do business in New Zealand ?*, New Zealand Petroleum Conference Proceedings.

Johnston, Daniel et Derman, A. (1999), "Bonuses enhance upstream fiscal system analysis". *Oil & Gas Journal*.

Katz, M. *et al.* (2004), *Lifting the Oil Curse. Improving Petroleum Revenue Management in Sub-Saharan Africa*, FMI.

Leenhardt, B. (2004), *Production, fiscalité, transparence et gestion des revenus pétroliers en ASS, la chance des Africains ?* Rapport Thématique Jumbo, Agence Française de Développement, Paris.

Maurice, J. (2001), *Le prix du pétrole*, CAE.

Michael, R. (2003), *Sudan, projected oil production and revenues*, PFC Strategic Studies.

Mommer, B. (1999), *Oil Prices and Fiscal Regimes*, Oxford Institute for Energy Studies.

Oystein, N. (2001), *Les stratégies des compagnies de l'Europe du Nord*, Colloque MONDER, La nécessité de nouvelles régulations internationales face aux mutations énergétiques et environnementales.

PFC Energy (2003), *West Africa Petroleum Sector Oil Value Forecast and Distribution*.

Promotion Copernic (2000-2002), *Problèmes géopolitiques liés à la production et aux échanges de pétrole*, ENA (http://www.iehei.org/bibliotheque/energie.htm).

Sala-i-Martin, X. et Subramanian, A. (2003), Addressing the Natural Resource Curse: an Illustration from Nigeria, NBER WP 9804, IMF WP/03/139, FMI.

© De Boeck Supérieur | Téléchargé le 16/09/2022 sur www.cairn.info (IP: 154.72.187.214)