

ESTIMATION DE LA FISCALITE PETROLIERE: Modélisation d'un contrat de partage de production

GUEDDAL Zinedine
Maître de Conférence
Faculté des sciences Economiques,
Commerciales et des Sciences de Gestion
Université de Mostaganem

ADALA Laadjal
Maître de conférence
Faculté des sciences Economiques,
Commerciales et des Sciences de Gestion
Université de Mostaganem



Résumé :

Dans ce travail on va présenter une analyse de la fiscalité pétrolière à travers une méthodologie économétrique.

Le but de ce travail est de développer un cadre analytique pour mesurer l'effet de l'incertitude du marché sur les mesures des variables économiques et du système liées à un gisement sous un contrat de partage de Production (PSA). L'impact des changements des paramètres du système est habituellement présenté comme série de tables qui donnent la valeur actuelle, le taux de rendement, ou la part (ou toutes autres mesures nécessaires à l'étude) en fonction d'une ou plusieurs variables sous des scénarii de cas déterminés 'fort' ou 'faible'. Cette approche est généralement fragmentaire et les résultats dépendent des conditions initiales utilisées. De plus, une approche plus générale et plus concise à l'analyse fiscale de système, est développée en ce travail.

Cette méthode n'est pas nouvelle mais son utilisation pour analyser un système fiscal est à ces débuts. Elle offre une vision plus générale pour la compréhension de la structure d'un système fiscale et sa sensibilité aux différents paramètres économiques ou autres.

Mots Clefs : Modélisation, Fiscalité pétrolière, Méthodologie économétrique, Contrat de partage de production, Indicateurs économiques, Régression multiple.

JEL Classification: C51-D81-G18-H32-K12-L71.

ملخص:

سنحاول من خلال هذا البحث تحليل الجباية البترولية عن طريق النمذجة الإقتصادية، حيث يهدف المقال إلى تطوير إطار تحليلي لقياس أثر حالات عدم تأكد السوق على مختلف المتغيرات الإقتصادية بالنسبة لنظام جبائي لحقل نفطي في حالة عقد تقاسم الإنتاج (PSA). عموماً يتم دراسة أثر تغيرات ثوابت أنظمة الجباية البترولية بطريقة تحليل الجداول و التي تتضمن القيمة الحالية، معدل المددودية، حصة كل شريك (أو مختلف المؤشرات الأخرى التي تقتضيها الدراسة) و علاقتها بمختلف المتغيرات، وفق عدة سيناريوهات ممكنة و في مجال محدد 'قوي' أو 'ضعيف'. إن نتائج هذه الأخيرة تواجه عدة إنتقادات كونها مرتبطة بالشروط الموضوعية سلفاً و تقتضي جداول عديدة، لذا حاولنا إدخال النمذجة القياسية لتفادي هذه الانتقادات.

هذه الطريقة ليست جديدة لكن إستعمالها لتحليل الجباية البترولية يعد حديثاً، إذ تقدم نظرة عامة لفهم هيكل النظام الجبائي وحساسيته لمختلف المتغيرات الإقتصادية أو لعوامل أخرى.

1. Introduction.

Les Gouvernements encouragent l'activité d'exploration et de développement à travers les accords de licence et les cadres fiscaux.

L'analyse économique de l'amont pétrolier est complexe et dynamique. Les mutations mondiales implique:

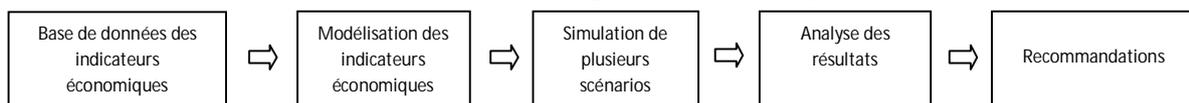
- De nouveaux contrats peuvent entrer en vigueur n'importe quand,
- Les pays utilisent généralement plusieurs contrats, et
- Les termes des contrats sont souvent négociés et renégociés avec des conditions politiques et économiques changeantes et/ou la disponibilité d'une meilleure information.

L'analyse d'un système fiscal de dépend de deux perspective:

- a). du point de vue du Gouvernement, l'objectif porte sur le partage du profit (rente) avec le Contractant,
- b). pour le Contractant, les mesures économiques telles que la valeur actuelle et le taux de rendement liés à la rentabilité prévue du projet sont primordiales.

2. Le Schéma récapitulatif de la méthodologie.

Une approche économétrique utilisée pour construire des modèles de régression avec des mesures du système en termes de divers paramètres exogènes, fiscaux, et autres.



En premier, un modèle du système est construit, ensuite les données sont produites pour des variables simulées dans un espace donné de conception et enfin les résultats seront analysés. Des modèles linéaires sont alors construits sur la base de données simulées.

3. Les éléments généraux de fiscalité.

Dans un accord de partage de production (PSA), l'exploration est effectuée par la compagnie à son propre risque.

Sous sa forme fondamentale, un PSA a quatre composants:

1. Redevance ou royauté,
2. Recouvrement de coût,
3. Profit du pétrole, et
4. Imposition.

4. L'analyse de la marge brute d'autofinancement de financement.

Les accords de partage de production sont connues pour leur diversité et la complexité de leurs contenus, et ainsi nécessitent une analyse monographique. L'objet de ce qui suit, se limite à fournir un cadre analytique général pour décrire les termes fiscaux communs à la plupart des PSA.

4.1. Le cash flow net après impôt: Le vecteur de cash flow net d'un investissement est le revenu reçu diminué de la dépense pendant une période donnée, habituellement une année, au cours de la durée de vie du projet. Le cash flow net après imposition lié au gisement f à l'année t prend généralement la forme:

$$NCF_t = GR_t - ROY_t - CAPEX_t - OPEX_t - BONUS_t - PO/G_t - IMPÔT_t - AUTRES_t$$

où,

- NCF_t = cash flow net après imposition à l'année t,
- GR_t = revenus bruts à l'année t,
- ROY_t = redevances totales payées à l'année t,
- CAPEX_t = dépenses totales d'investissement à l'année t,
- OPEX_t = dépenses totales de fonctionnement à l'année t,

$BONUS_t$ = bonus payé à l'année t,
 PO/G_t = profit du pétrole au Gouvernement à l'année t,
 $IMPOT_t$ = impôts totaux payés à l'année t,
 $AUTRES_t$ = autres coûts payés à l'année t.

Le cash flow net d'impôt lié au gisement f est noté par:

$$NCF(f)=(NCF_1, NCF_2, \dots, NCF_k),$$

et il est supposé apparaître à l'année (t=1) jusqu'à l'abandon du gisement (ou le désinvestissement) en t=k. Le vecteur de cash flow net après imposition sert d'élément de base dans le calcul de tous les indicateurs de système liés au gisement.

4.2. Les composants de la marge brute d'autofinancement et de financement: Les revenus bruts de la vente des hydrocarbures à l'année t, sont définis comme:

$$GR_t = g_t^o P_t^o Q_t^o + g_t^g P_t^g Q_t^g,$$

où,

g_t^o, g_t^g = facteur de conversion du pétrole (o), gaz (g) à l'année t,
 P_t^o, P_t^g = prix moyen de pétrole, prix aux puits de gaz à l'année t,
 Q_t^o, Q_t^g = production totale de pétrole et de gaz à l'année t.

Le facteur de conversion dépend principalement de la teneur en soufre du pétrole, et de la quantité d'impuretés, de condensat, et de sulfure d'hydrogène du gaz naturel. Les facteurs de conversion dépendent à la fois du temps et du gisement.

Le prix d'hydrocarbure est déterminé sur un intervalle dans un horizon temporel donné.

Les revenus bruts ajustés aux coûts du transport et de traitement de base, déterminent la base du paiement de la redevance,

$$ROY_t = R(\psi)(GR_t - ALLOW_t),$$

où l'ensemble des coûts d'allocation est noté par la variable $ALLOW_t$ et le taux $R(\psi)$ de redevance dépend de la durée du contrat et du périmètre et est généralement donné selon un schéma incitatif variable. Le taux $R(\psi)$, $0 \leq R(\psi) \leq 1$ de redevance, peut être fixe ou donné sur une échelle variable. Les termes de taux de redevance, comme les autres éléments d'un PSA, peuvent être négociables ou variable selon les offres.

Les dépenses de capital et de fonctionnement, $CAPEX_t$ et $OPEX_t$, sont estimées par rapport aux réserves et au programme de développement prévus. Les dépenses d'investissement ($CAPEX_t$) sont les dépenses encourues au début de la vie d'un projet, pour le développement et la production des hydrocarbures, souvent plusieurs années avant qu'aucun revenu ne soit produit.

Divers types de paiements de bonus peuvent être prévus dans un PSA.

Le profit du pétrole est la partie de production ou de revenu que le Gouvernement partage avec le Contractant après que les redevances et les coûts de pétrole (CO_t) soient récupérés du revenu brut:

$$PO_t = GR_t - ROY_t - CO_t$$

Le profit du pétrole est partagé entre le Contractant et le Gouvernement:

$$PO_t = PO/C_t + PO/G_t$$

où,

$PO/C_t = PO(\psi)PO_t$ = part de profit du Contractant à l'année t,
 $PO/G_t = (1 - PO(\psi))PO_t$ = part de profit du Gouvernement à l'année t,
 $PO(\psi)$ = indice de partage du profit de pétrole, $0 \leq PO(\psi) \leq 1$.

Le schéma de recouvrement de coûts détermine comment le coût du pétrole est calculé. Plusieurs variantes de recouvrement de coûts existent, et sous une forme fondamentale il est calculé comme:

$$CR_t = U_t + CAPEX/I_t + OPEX_t + DEP_t + INT_t + INV_t + DECOM_t,$$

où,

- CR_t = recouvrement des coûts à l'année t,
- U_t = coûts non recouverts reporté à l'année t-1,
- $CAPEX/I_t$ = dépenses d'investissement intangibles à l'année t,
- DEP_t = dépréciation à l'année t,
- INT_t = intérêt sur le financement à l'année t,
- INV_t = crédits d'investissement et UpLift à l'année t,
- $DECOM_t$ = fonds de recouvrement des coûts de commissions à l'année t.

Les coûts non recouverts reportés des années précédentes peuvent inclure la perte fiscale antérieure, le budget de dépréciation non recouvert, le budget d'amortissement non recouvert, et le recouvrement des coûts effectués à l'avance.

Les crédits d'investissement et les UpLift sont des incitations qui permettent au Contractant de récupérer un pourcentage supplémentaire de frais financiers par le recouvrement des coûts. Le coût prévu d'abandon peut être accumulé par un fonds d'amortissement qui devient mature à l'abandon.

Le coût de pétrole est en valeur par une relation fonctionnelle comme:

$$CO_t = \min(CR_t, CR(\psi)GR_t),$$

où la valeur de $CR(\psi)$, $0 \leq CR(\psi) \leq 1$, peut être constante ou basée sur une échelle variable.

Le revenu imposable est déterminé comme un pourcentage du profit de pétrole du Contractant et la perte fiscale reportée, si elle est applicable. Les taux d'imposition sont notés par la valeur $T(\psi)$, $0 \leq T(\psi) \leq 1$, et peuvent être fixes ou basés sur une échelle par tranches:

$$IMPO_T = \begin{cases} T(\psi)(PO/C_t - CF_t) & PO/C_t - BONUS - CF_t > 0 \\ 0 & PO/C_t - BONUS - CF_t \leq 0 \end{cases} \text{ où } CF_t \text{ représente la perte fiscale reportée à l'année t.}$$

Un certain nombre d'éléments généralement utilisés dans un PSA, tel que des conditions de commercialité, la participation de Gouvernement, des engagements pour l'approvisionnement du marché intérieur et des engagements de réinvestissement ont un impact sur le cash flow net du Contractant. Ces éléments sont réunis et notés par $AUTRES_t$ dans l'équation de marge brute d'autofinancement et de financement. Parfois, l'impact de ces conditions peut être quantifiable. Dans tous les cas les limites sont inhérentes au gisement, au contrat, et au Contractant spécifique.

4.3. L'échelle mobile: (ou variables ou grille) sont l'un des dispositifs les plus communs et les plus distinctifs des PSA. L'idée d'une échelle mobile est de créer un arrangement fiscal qui s'ajuste aux incertitudes du marché durant le cycle de vie d'un projet et influence les prises de décision du Contractant et du Gouvernement. Le glissement des échelles représente un mécanisme prévu pour contrôler (ou amortir) la volatilité et l'incertitude du marché. L'essentiel est d'ajuster les termes d'un contrat sur la rentabilité du gisement, de sorte qu'à mesure que les taux de production et/ou les prix du pétrole augmentent ou atteignent un seuil donné, le Contractant serait disposé à accepter moins de recouvrement de coûts, à prendre une plus petite part du profit du pétrole, à accepter un taux d'imposition fiscal plus élevé, etc.... De même, Lorsque les taux de production et/ou les prix du pétrole diminuent, le Gouvernement doit être disposé à réduire les niveaux d'impôts, à accepter une

plus petite part du profit du pétrole, etc. L'idée est d'essayer de réaliser un équilibre dans un environnement dynamique et volatil du marché du pétrole.

Les primes de rendement, les taux de redevance, le recouvrement de coûts, les poids de partage du profit de pétrole et les taux d'imposition fiscaux sont typiquement basés sur le glissement des échelles qui sont une fonction d'une ou plusieurs variables. Les variables qui sont typiquement prises incluent la production moyenne quotidienne, la production cumulative, le prix de pétrole brut, ou le 'Facteur-R'; des paramètres tels que l'âge ou la profondeur des réserves, du périmètre du gisement, de la qualité de pétrole brut, de la profondeur de l'eau, et du taux de rendement des facteurs peuvent également être utilisés. Les variables sont constamment négociables.

5. Les indicateurs économiques.

5.1. Les indicateurs économiques: Le but de l'évaluation économique est la détermination des revenus pétroliers émanant du projet et couvrant les dépenses d'investissement en capital et en équipement, et du rendement du capital lequel est comparé au risque lié au projet et aux objectifs stratégiques du Contractant.

L'objectif d'un Gouvernement est d'acquérir et maximiser la richesse de ses ressources naturelles en encourageant l'activité d'exploration et de développement à des niveaux appropriés.

La compagnie évalue des scénarios d'exploration et de développement pour des gisements individuels basés sur l'information fournie. Les offres techniques et commerciales sont préparées en conformité avec la prospection géologique, les objectifs stratégiques et le budget d'investissement de la compagnie.

L'évaluation des termes fiscaux prend plus de temps et reste compliquée que l'évaluation du programme de travail du fait qu'elle est basée sur un certain nombre de conditions qui sont incertaines (comme la découverte, le commercialité, le volume des réserves, et les caractéristiques du gisement). Les calculs de la part et des indicateurs économiques liés au programme de développement sont primordiaux pour le Gouvernement.

a). La compagnie se concentre principalement, mais pas exclusivement, sur des mesures de rentabilité liées au contrat. Des mesures économiques communes incluent

$PV(B_i, F)$ = valeur actuelle du gisement B_i sous le système fiscal F ,

$IRR(B_i, F)$ = taux interne de rendement du gisement B_i sous le système fiscal F .

b). Le Gouvernement cherchant l'efficacité du marché, la concurrence loyale et la maximisation de la richesse de ses ressources naturelles, s'intéresse aussi à la statistique de partage:

$\tau^c(B_i, F)$ = part du Contractant pour le gisement B_i sous le système fiscal F , les indicateurs économiques $PV(B_i, F)$ et $IRR(B_i, F)$, et des mesures socio-économiques,

$U(B_i)$ = indicateurs socio-économiques pour le gisement B_i .

Les techniques analytiques de base utilisent l'approche monétaire de l'actualisation et plusieurs autres indicateurs tels la valeur présente, le taux interne de rendement, et le rapport d'efficacité de l'investissement.

Pour le gisement f et le régime fiscal noté F , la valeur présente et le taux interne de rendement du vecteur de la marge brute d'autofinancement et de financement $NCF(f)$ sont calculés comme suit:

$$PV(f, F) = \sum_{t=1}^k \frac{NCF_t}{(1+D)^t}$$

$$IRR(f, F) = \{D | PV(f, F) = 0\}.$$

Un indice de rentabilité, ou encore le rapport d'efficacité de l'investissement, est utilisé pour normaliser la valeur du projet relative à l'investissement total:

$$PI(f,F)=PV(f,F)/PV(TC).$$

La valeur présente fournit une évaluation de la valeur nette du projet en termes absolus, alors que le taux de rendement et l'indice de rentabilité sont des indicateurs relatifs employés la prise de décision d'optimisation de l'usage des capitaux. Une combinaison des indicateurs est nécessaire pour évaluer la performance économique d'un contrat.

6. Une analyse fiscale généralisée.

6.1. Les termes d'un contrat: Les termes de base d'un contrat Γ sont déterminés par les conditions législatives et du programme du Gouvernement. Les termes fondamentaux d'un PSA incluent:

- . la durée du contrat (exploration, production),
- . la renonciation,
- . les engagements d'exploration,
- . les bonus (signature, découverte, production),
- . les taux de redevance,
- . le programme de recouvrement de coûts,
- . la dépréciation,
- . le partage du profit pétrolier,
- . l'imposition,
- . les engagements d'approvisionnement du marché intérieur,
- . le crédit d'investissement ou UpLift, et
- . la participation du Gouvernement.

Les taux d'imposition fiscaux, les plans d'amortissement, la participation du Gouvernement, les crédits d'investissement et l'engagement vis-à-vis du marché intérieur sont normalement légiférés et ne sont pas négociables, mais les conditions de renonciation, les paiements de bonus, le recouvrement des coûts, et le partage du profit le sont. D'une manière générale, plus un contrat renferme d'aspects négociables plus il est flexible et sérieux. A travers le processus de négociation, qui est souvent instructif, des informations techniques et économiques seront obtenues sur les gisements, les périmètres et les autorisations accordées par un pays.

6.2. Les systèmes fonctionnels: Un contrat est établi pour un gisement B_i , et si les travaux exploratoires sont positifs, un ou plusieurs gisements seront découverts. Les clauses contractuelles négociées avant l'activité exploratoire entrent en phase d'exécution, sur le gisement. Si les réserves découvertes sont différentes des prévisions utilisées dans le processus de négociation (sur l'amont ou l'aval) ou si les conditions économiques ou politiques changent, alors la renégociation des clauses contractuelles sera relancée entre le Gouvernement et le Contractant.

Un gisement est défini par les réserves prévues $X(f)$, le programme de développement $D(f)$, la structure de coût $C(f)$ et le profil de production $Q(f)$:

$$f \leftrightarrow \{X(f), C(f), D(f), Q(f)\}.$$

Le contrat Γ est une fonction du cadre fiscal négocié pour le gisement, et il est pratiquement impossible, excepté les contrats simples, de quantifier tous les aspects du PSA. Les termes appropriés d'un contrat, du point de vue économique, peuvent être mesurés même sous la contrainte de complexité et de sophistication des conditions fiscales. A ce moment, leur impact généralisé sera déterminé.

Les éléments fiscaux d'un contrat sont formalisés en termes de fonctionnelles, décrites par les paramètres du régime fiscal:

$$F(\psi) = (F_1(\psi), \dots, F_m(\psi)),$$

où $F_i(\psi)$ sont des fonctions de l'ensemble des variables ψ . Une représentation partielle de ψ explicite les éléments tels que $q_t = Q_t/365$, CQ_t , P_t , RF_t , etc. Les éléments fiscaux primordiaux d'un contrat concernent:

- $B(\psi)$ = paiement de bonus,
- $R(\psi)$ = taux de redevance,
- $CR(\psi)$ = programme de recouvrement des coûts,
- $PO(\psi)$ = partage du profit pétrolier, et
- $T(\psi)$ = structure d'imposition.

Les fonctionnelles peuvent être constants; autrement dit, $F_i(\psi) = \alpha$, $\alpha \geq 0$, mais le plus souvent, les fonctions sont basées sur une ou plusieurs échelles mobiles, dont les contenus sont négociables.

Les indicateurs économiques liés à un gisement sont écrits en général comme $\phi_i(f, F)$, et notés sous une forme vectorielle par:

$$\Phi(f, F) = (\phi_1(f, F), \dots, \phi_l(f, F)).$$

Une variété d'indicateurs peut être définie, tels:

- $\tau^c(f, F)$ = part du Contractant,
- $\tau^G(f, F)$ = part du Gouvernement,
- $PV(f, F)$ = valeur présente,
- $IRR(f, F)$ = taux de rendement interne, et
- $PI(f, F)$ = indice de profitabilité.

6.3. La méthodologie économétrique: La façon dont les fonctionnelles de système de la valeur présente $PV(f, F)$, la part du Contractant $\tau^c(f, F)$, et le taux de rendement interne $IRR(f, F)$ dépendent des conditions fiscales $F(\psi)$ est significative puisque la négociation d'un contrat détermine en partie la rentabilité du projet et les revenus à percevoir par le Gouvernement. Il existe plusieurs approches pour analyser un système fiscal, mais un canevas d'étude standard est généralement utilisé. Ainsi, pour le gisement f et un régime fiscal F , les étapes suivantes sont nécessaires:

1. spécifier des hypothèses de base pour l'ensemble des variables ψ et calculer $\phi(f, F(\psi))$.
2. simuler l'impact d'une ou plusieurs variables ψ tel que: $\psi_i \rightarrow \psi_i'$, $\psi' = (\psi_1, \dots, \psi_i', \dots, \psi_n)$, et recalculer $\phi(f, F(\psi'))$.
3. déterminer les variations de la variable ψ_i par la différence: $\phi(\psi, \psi') = \phi(F(\psi), F(\psi')) = \phi(f, F(\psi')) - \phi(f, F(\psi))$.
4. utiliser des analyses graphiques: $\phi(F(\psi), F(\psi'))$ du système fiscal.

Cette procédure, quoique généralement utilisée, présente plusieurs limites. La méthodologie est fragmentaire et les résultats sont valides relativement aux conditions initiales imposées. L'analyse ne montre pas aisément comment les variables agissent l'une sur l'autre ou la signification relative des paramètres.

L'approche plus générale et plus concise à cette fin reste la méthodologie de modélisation économétrique. Elle est développée pour construire des relations fonctionnelles qui décrivent les causalités des variables en les quantifiant. Dans un premier temps, un modèle de marge brute d'autofinancement et de financement du projet est construit. Les paramètres du système sont définis dans des intervalles stylisés. Ces paramètres seront estimés. Les résultats obtenus pour le modèle et du système sont alors

analysés. Les modèles construits sont souvent linéaires. L'approche générale est comme suit:

1. spécifier l'ensemble des variables ψ_i et définir les intervalles de variation $1 \leq i \leq n$ chaque paramètre impliqué et l'espace:

$$\Omega = \{ \psi = (\psi_1, \dots, \psi_n) \mid 1 \leq \psi_i \leq u_i \quad i=1, \dots, n \}.$$

2. former $\psi^* = (\psi_1^*, \dots, \psi_n^*)$, où ψ_i^* est un échantillon uniformément réparti sur l'intervalle prédéfini $U[l_i, u_i]$ $i=1, \dots, n$ et calculer $\varphi(f, F(\psi^*))$.

3. sur la base des données obtenues, $\{\psi^*\}$ et $\{\varphi(f, F(\psi^*))\}$, estimer les paramètres de φ pour les relations fonctionnelles $\varphi(f, F(\psi)) = \sum_{i=1}^n \alpha_i(\varphi) \psi_i$, où les coefficients $\alpha_i(\varphi)$ sont déterminés à l'aide de régressions multiples.

4. utiliser les relations fonctionnelles $\varphi(f, F(\psi))$ dans l'analyse et la conception du système fiscal.

7. Une approche d'évaluation analytique (avec UpLift).

a). Les hypothèses du scénario: Les hypothèses du scénario pour un gisement donné est basé sur un recouvrement total brut de 725 Giga Bep. La production, les dépenses d'investissement, et les dépenses de fonctionnement estimées sont montrées dans la Table 1, à l'aide des sources d'information publiquement disponibles Internet. Le coût total du projet est évalué à 2.7B\$.

Approximativement 40% des coûts sont associés à la fabrication et à l'installation, 20% au réseau sous-marin des lignes d'écoulement, canalisations verticales, et ombilicales qui forment les liens entre la tête de puits et le fond; 20% au système sous-marin; et 20% au forage et à l'accomplissement des puits. Les dépenses d'investissement sur le cycle de vie du gisement sont estimées à 1.94\$/baril, avec des frais d'exploitation estimés à 2.25\$/baril.

b). L'espace de définition: L'espace de définition pour les trois modèles est illustré dans la Table 2. Les paramètres de contrat pour le modèle hypothétique sont spécifiés dans le modèle I, alors que les éléments de base de la fiscalité sont décrits dans les modèles II et III. Dans le modèle II, l'impact d'un changement du plan d'amortissement est examiné, et dans le modèle III, la répartition du profit de pétrole est généralisée et son impact analysé.

Le modèle PSA ne comporte aucune condition de redevance et de taxe foncière, et ainsi les paramètres de contrat sont spécifiés pour refléter des variations très faibles, autrement dit,

$$R \sim U(0.00, 0.10), \quad T \sim U(0.00, 0.20).$$

Les coûts d'exploration sont coûteux et des coûts de développement sont dépréciés suivant un schéma quinquennal. La répartition du profit du pétrole est indiquée dans la Table 3, et puisque le plan de production est défini sous un scénario de développement fixe, les termes de pourcentage du profit du pétrole sont déterminés par la valeur de $q_t = Q_t/365$ de la Table 1.

Le coût du pétrole est défini en termes de plan de recouvrement des coûts comme suit:

$$CO_t = \min(CR_t, CR(\psi)GR_t),$$

où $CR(\psi)$ est déterminé par une distribution uniforme $CR(\psi) \sim U(0.25, 0.75)$, et le non recouvrement des coûts à l'année $t-1$ est reporté et récupéré l'année suivante.

Si $CR(\psi)GR_t > CR_t$, alors CR_t sera choisi à travers la minimisation de coût de pétrole, par le Contractant, et il n'y en aura pas de recouvrement de coûts. D'autre part, si $CR(\psi)GR_t < CR_t$ alors le choix de $CR(\psi)GR_t$ empêchera le recouvrement total des coûts, et la différence entre ces deux quantités $U_t = CR_t - CR(\psi)GR_t$, détermine le non recouvrement de coûts à reporter l'année suivante.

Le crédit d'investissement ou UpLift est une incitation fiscale qui permet au Contractant de récupérer un pourcentage supplémentaire des coûts de développement liés à la transformation d'une découverte en production. Le crédit à l'investissement ou UpLift suit la distribution uniforme, $UP \sim U(0.30, 0.50)$, et agit en tant que multiplicateur sur toutes les dépenses d'investissement réelles et intangibles comme suit:

$$(1+UP)CAPEX/T_t,$$

$$(1+UP)CAPEX/I_t$$

Les taux d'escompte du Contractant et du Gouvernement évoluent comme suit:

$$D^c \sim U(0.05, 0.20),$$

$$D^G \sim U(0.00, 0.10).$$

Les obligations de marché intérieur et la participation du Gouvernement ne sont pas prises en considération. Les prix du pétrole tombent au-dessous de 30\$/baril, les prix ne jouent aucun rôle dans l'analyse.

Dans le modèle II et le modèle III, le plan d'amortissement et la répartition du profit du pétrole sont considérés comme variables pivot. Les plans d'amortissement sont une pratique comptable conçue pour stimuler le coût lié à une réduction en valeur d'un actif tangible. Bien que les différents capitaux aient différents horizons de dépréciation, dans la plupart de PSA, l'utilisation d'un schéma linéaire quinquennal est préférée. Le paramètre D_d désigne un programme d'amortissement linéaire et la valeur de d est définie alternativement par: $d=3$, $d=5$ ou $d=7$. Dans le modèle III le schéma de partage du profit du pétrole est généralisé en termes de tranches variables en pourcentage Y_i et Z_j comme indiqué dans la Table. Les valeurs de Y_i , $i=1, \dots, 4$ et Z_j , $j=1, \dots, 4$ sont choisies parmi les distributions de la Table 2.

c). Les résultats des régressions: Les résultats du modèle de régression pour $\tau^c(f,F)$, $PV(f,F)$ et $IRR(f,F)$ pour des modèles I-III sont montrés dans les Tables 5 à 7.

Dans le modèle I, les coefficients α_i du modèle linéaire

$$\varphi(f,F) = \sum_{i=1}^7 \alpha_i X_i$$

pour le vecteur de paramètres $(X_1, \dots, X_7) = (P, R, CR, UP, T, D^c, D^G)$ et $\varphi(f,F) = \{PV(f,F), \tau^c(f,F), IRR(f,F)\}$ sont estimés en utilisant la régression des moindres carrés standard. Pour la plupart des modèles, les coefficients possèdent les signes prévus, les ajustements sont très robustes et les coefficients sont statistiquement significatifs. Les coefficients qui exhibent des signes imprévus ne sont pas statistiquement significatifs.

La valeur présente du développement de gisement est estimée par:

$PV(f,F) = -724 + 54.5P - 28.7R + 731.4CR + 278.0UP - 514.7T - 4639.1D^c - 120.7D^G$, de sorte qu'au vecteur $(P, R, CR, UP, T, D^c, D^G) = (25, 0, 0.5, 0.4, 0, 0.15, 0.05)$, $PV(f,F) = 412.7M\$$.

Les coefficients de régression pour le partage et le taux de rendement sont indiqués dans la Table 5, et l'évaluation aux paramètres précédents donne:

$$\tau^c(f,F) = 6.8\%,$$

$$IRR(f,F) = 7.1\%.$$

Dans le modèle II, des cas séparés de régression sont construits pour les plans d'amortissement D_d , $d=3$ et $d=7$:

$$\varphi(f,F) = \sum_{i=1}^7 \alpha_{i,j} X_i, \quad j=3, 7.$$

Pour modéliser l'impact d'un changement du plan d'amortissement, il est nécessaire de lier dynamiquement les conditions de la dépréciation avec le paramètre crédit d'investissement ou UpLift et le non recouvrement de coûts. Le paramètre UpLift est une

variable aléatoire uniforme qui influence le montant de dépenses d'investissement réelles (tangibles) qui peuvent être dépréciées, affectant avec retard le programme de recouvrement de coûts et le montant de coûts non recouverts. Les résultats du modèle II sont montrés dans la Table 6.

Le modèle IIa, à plan d'amortissement triennal est appliqué, alors que dans le modèle IIc, un plan d'amortissement de sept ans est employé (modèle IIb est équivalent au modèle I, avec plan d'amortissement de cinq ans). Pour la comparaison, l'évaluation de (P,R,CR,UP,T,D^c,D^G) au point $(25,0,0.5,0.4,0,0.15,0.05)$ est nécessaire. Les résultats dans les cas:

$$\begin{aligned} PV(f,D_3) &= 387.9M\$, \\ PV(f,D_5) &= 412.7M\$, \text{ et} \\ PV(f,D_7) &= 382.5M\$ \end{aligned}$$

sont inclusifs puisque la relation attendue $PV(f,D_3) > PV(f,D_5) > PV(f,D_7)$ n'est pas vérifiée à travers les trois plans d'amortissement.

Dans le modèle III, le schéma de partage du profit du pétrole présenté dans la Table 3 est considéré comme variable instrument. Un examen rapide de la Table 3, indique que la variable choisie pour calibrer le modèle (q), le nombre de tranches (4), les seuils de tranches (25,50,100), les valeurs en pourcentages du profit de pétrole (55,30,20,10) déterminent la part du profit du Gouvernement. En ignorant la variable instrument et le nombre de tranches, les trois niveaux de seuil notés Y_i , $i=1,2,3$, et quatre valeurs des parts de profit Z_i , $i=1,\dots,4$ déterminent une structure à 7 dimensions.

Il y a diverses contraintes de préférence et de système liées au profit du pétrole, ainsi montré dans la Table 4 et qui doivent être incorporées dans la structure spécification du modèle, plus précisément $Y_1 < Y_2 < Y_3$ (contrainte de système) et $Z_1 > Z_2 > Z_3 > Z_4$ (contrainte de préférence). Ainsi, dans le choix des intervalles d'échantillonnage, si $Y_i \sim U(a_i, b_i)$, alors les conditions $b_1 \leq a_2$ et $b_2 \leq a_3$ sont nécessaires pour éliminer les valeurs aberrantes. La contrainte de préférence n'est pas définie de manière stricte et en principe il est possible (mais moins probable) que des relations du genre $Z_1 < Z_2 > Z_3 < Z_4$ surgissent. Dans le choix des intervalles pour Z_i , un certain recouvrement est permis.

Le modèle de régression pour la structure de profit de pétrole est présenté sous la forme généralisée:

$$\varphi(f,F) = \sum_{i=0}^7 \alpha_i X_i + \sum_{j=1}^3 \beta_j Y_j + \sum_{k=1}^4 \gamma_k Z_k$$

pour incorporer les variables de système (X_i) et celles de structure (Y_j, Z_k). Puisque la structure du modèle de régression a changé avec l'ajout de 7 nouvelles variables, les coefficients α_j seront modifiés par rapport au modèle I, et la stabilité du modèle résulte d'ajustements techniques additionnels. Les signes des coefficients α_i , $i=1,\dots,7$ ne devraient pas être identiques à ceux du modèle I. De plus, les signes pour les coefficients β_j , $j=1,2,3$ et γ_k , $k=1,\dots,4$ doivent être positifs puisqu'une augmentation de le niveau des tranches et le pourcentage du profit du pétrole élèvera la rentabilité du gisement, et plus tard, la part de profit, la valeur présente et le taux de rendement interne.

Les résultats du modèle III sont montrés dans la Table 7. Les coefficients α_i varient tandis que les coefficients β_j sont identiquement nuls, indiquant que le choix des niveaux de seuil n'affecte pas sensiblement la valeur présente du gisement. Cette relation, à priori, anormale est expliquée par un examen plus approfondi du profil de la production du gisement.

Dans la Table 2, il apparaît que l'excès de flux observés au-dessus de 100Mbaril/jour pendant les 9 premières années de la production, et puisque $Y_3 \sim U(50,100)$, il devient clair que Z_4 sera la seule valeur en pourcentage utilisée pour les 9 premières années. De plus, puisque $Y_3 \sim U(50,100)$, toute valeur entre 1 et 4 ans de production peut être additionnée au partage en pourcentage du profit du pétrole Z_4 , suivant la valeur d'échantillonnage choisie pour Y_3 . Ainsi, puisque le profil est fixe et les niveaux de tranche sont restreints par des contraintes de processus, la variabilité des niveaux de tranches Y_3 ne peut pas être effectivement éliminée. Les 9-13 premières années de production seront maintenues aux pourcentages de profit de pétrole donnés par Z_4 et Z_3 .

Les coefficients γ_k sont positifs et statistiquement significatifs avec les conditions $\gamma_1 < \gamma_2 < \gamma_3 < \gamma_4$ comme prévus, par la théorie. Les flux excédentaires du gisement dépassent Y_3 pendant presque 10 ans, et ainsi la valeur cible (négocié) Z_4 est l'élément le plus significatif du schéma de partage du profit du pétrole.

Le modèle de régression nous permet d'investiguer les valeurs de chacune de ces variables. En bref, chaque augmentation d'un point en pourcentage de Z_i se traduit par la croissance de 0.01γ de la valeur présente du gisement; en d'autres termes, une augmentation d'un point en pourcentage de Z_4 est équivalent à 38M\$, 9M\$ pour Z_3 , 4M\$ pour Z_2 , et 1M\$ pour Z_1 . L'impact du choix de Z_4 (aussi bien que Z_3) domine celui du facteur de recouvrement de coûts et le UpLift (UP). Les coefficients pour le partage peuvent être interprétés de la même manière. Chaque augmentation d'un point de 1% de Z_i se traduit en une hausse de l'ordre de $0.01Y_i$ pour la part du Contractant; autrement dit, une croissance de 1% de Z_4 est égale à 0.4% supplémentaire dans la part.

Pour $(P,R,CR,UP,T,D^c,D^G)=(25,0,0.5,0.4,0,0.15,0.05)$,

$PV(f,F)=-523.2+90.2Z_1+403.9Z_2+869.6Z_3+3771.7Z_4$

$\tau^c(f,F)=-1.3+0.8Z_1+3.8Z_2+4.9Z_3+40.0Z_4$

et ainsi en $(Z_1,Z_2,Z_3,Z_4)=(0.50,0.40,0.25,0.10)$,

$PV(f,F)= 278.0M\$$

$\tau^c(f,F)=5.8\%$.

Un certain nombre d'informations additionnelles et utiles s'obtiennent suite à un examen et une comparaison plus détaillés des spécifications des modèles.

8. Conclusions.

Pour comprendre les mesures économiques et de système liées à un régime fiscal contractuel un modèle économétrique a été développé. Une approche constructive à l'analyse fiscale pétrolière a été entreprise pour isoler les interactions des variables et pour déterminer l'impact de partage du profit du pétrole et des incertitudes du marché sur les variables économiques instrumentales associées à un gisement. Des relations fonctionnelles ont été définies et des calculs des indicateurs essentiels ont été élaborés. L'impact relatif des paramètres et de la façon dans lesquels les variables sont corrélées a été également établi d'une façon générale.

Références.

- [1] Bacon R., 'A Scorecard for Energy Reform in Developing Countries', Public Policy for the Private Sector, note n°175, April 1999.
- [2] Boulos, A.J. 'The Role of Law and Energy Investment', International Association for Energy Economics, 26th Annual Conference, Prague June 4-7, 2003.
- [3] Burt M., 'Design of fiscal terms and Incentives to encourage Investment', IEA Conference on Non-Conventional Oil Prospects for Increased Production, Suncor Energy Inc. November 26, 2002.
- [4] Daniel P., 'Petroleum Revenue Management: An Overview', World Bank, ESMAP Program, 2002.
- [5] Gylfason T., 'Lessons from the Dutch Disease: Causes, Treatment, and Cures', Institute of Economic Studies Working Papers, 2001.
- [6] Ketchum K., 'Oil Sands Tax Expenditures', Department of Finance Robert Lavigne Department of Finance, May 3, 2001.
- [7] Kjemperud A. 'Petroleum Fiscal Regimes Basic Concepts', Bridge, 2001.
- [8] Kjemperud A. 'Fiscal Modeling', Bridge, 2003.
- [9] Kaiser M.J., Pulsipher A.G., 'Fiscal System Analysis: Concessionary and Contractual Systems Used in Offshore Petroleum Arrangements', OCS Study, Coastal Marine Institute, March 2004.
- [10] Kronman G., 'Oil and Gas Field Development: An NOC Perspective', Energy Studies, May 1999.
- [11] Landmark Division, Halliburton Energy Services, Oil Field Services & Development, 2001.
- [12] Macnab P. and Reading D., 'Petroleum Revenue Reporting and Modelling', Workshop on Petroleum Revenue Management, October 2002
- [13] Mommer B., 'Oil Prices and Fiscal Regimes', WPM 24, Oxford Institute for Petroleum, 1999.
- [14] Onorato W.T., 'Legislative Frameworks Used to Foster Petroleum Development', The World Bank, Lea Department, February 1995.
- [15] Reading D., 'Petroleum Revenue Modeling', AUPEC Oil, Workshop on Petroleum Revenue Management Washington, DC, October 23-24, 2002.
- [16] Sunley E.M. and Baunsgaard T., 'The Tax Treatment of the Mining Sector: An IMF Perspective', IMF, 2002.

Table 1. Production prévue, dépenses de capital, dépenses opératoires pour un gisement (pétrole).

Année	Production (baril/jour)	CAPEX/T (M\$)	CAPEX/I (M\$)	OPEX (M\$)
1999	0.0	32.31	0.00	0.00
2000	0.0	204.77	252.35	4.92
2001	0.0	337.12	316.02	5.91
2002	192,000.0	98.07	168.02	31.43
2003	192,000.0	0.00	0.00	64.33
2004	192,000.0	0.00	0.00	64.33
2005	192,000.0	0.00	0.00	64.33
2006	192,000.0	0.00	0.00	64.33
2007	184,856.0	0.00	0.00	95.60
2008	156,249.0	0.00	0.00	95.25
2009	130,373.8	0.00	0.00	94.94
2010	108,782.9	0.00	0.00	94.68
2011	83,553.0	0.00	0.00	137.69
2012	76,930.7	0.00	0.00	94.30
2013	64,190.5	0.00	0.00	94.14
2014	53,560.1	0.00	0.00	94.02
2015	44,690.1	0.00	0.00	93.91
2016	37,289.1	0.00	0.00	93.82
2017	31,113.8	0.00	0.00	93.75
2018	25,961.1	0.00	0.00	93.68
2019	21,661.8	0.00	0.00	93.63
2020	19,464.8	0.00	0.00	65.31
Total		672.28	736.38	1634.31

Table 2. L'espace des paramètres de développement du gisement.

Paramètres (unité)	Modèle I ^a	Modèle II	Modèle III
P^o (\$/baril)	$U(10,30)$	$U(10,30)$	$U(10,30)$
R (%)	$U(0.00,0.10)$	$U(0.00,0.10)$	$U(0.00,0.10)$
$CR(\psi)$ (%)	$U(0.25,0.75)$	$U(0.25,0.75)$	$U(0.25,0.75)$
UP (%)	$U(0.30,0.50)$	$U(0.30,0.50)$	$U(0.30,0.50)$
T (%)	$U(0.00,0.20)$	$U(0.00,0.20)$	$U(0.00,0.20)$
D^c (%)	$U(0.05,0.20)$	$U(0.05,0.20)$	$U(0.05,0.20)$
D^g (%)	$U(0.00,0.10)$	$U(0.00,0.10)$	$U(0.00,0.10)$
D_d (yr)	$d=5$	$d=3,7$	$d=5$
Y_1 (Mbaril/jour)			$U(0,25)$
Y_2 (Mbaril/jour)			$U(25,50)$
Y_3 (Mbaril/jour)			$U(50,100)$
Z_1 (%)			$U(0.30,0.75)$
Z_2 (%)			$U(0.20,0.40)$
Z_3 (%)			$U(0.10,0.30)$
Z_4 (%)			$U(0.00,0.20)$

Note: (a) $U(a,b)$ désigne la distribution de probabilité uniforme avec les bornes (a,b) .

Table 3. Part de profit du Gouvernement (1990)

q (barils/jour)	$PO(q)$ (%)
<25	55
25-50	30
50-100	20
>100	10

Table 4. Une grille généralisée de partage de profit.

q (barils/jour)	$PO(q)$ (%)
$<Y1$	Z1
$Y1-Y2$	Z2
$Y2-Y3$	Z3
$\geq Y3$	Z4

Table 5. Résultats de régression du modèle I pour le gisement.

Coefficients du modèle	$\varphi(f,F)=\alpha_0+\alpha_1P+\alpha_2R+\alpha_3CR+\alpha_4UP+\alpha_5T+\alpha_6D^c+\alpha_7D^G$		
	$\tau^c(f,F)$ (%)	PV(f,F)(M\$)	IRR(f,F)(%)
α_0	11.2 (75)	-724.8 (-25)	-18.9 (-37)
α_1	0.01 (3)	54.5 (103)	1.1 (115)
α_2	-7.5 (-14)	-28.7 (*)	-2.6 (-2)
α_3	-0.5 (-5)	731.4 (36)	17.4 (49)
α_4	-0.3 (-1)	278.0 (5)	7.9 (9)
α_5	-7.3 (-28)	-514.7 (-10)	-11.2 (-13)
α_6	-43.1 (-121)	-4639.1 (-67)	-86.7 (-14)
α_7	43.5 (81)	-120.7 (-1)	-2.4 (-1)
R^2	0.96	0.94	0.96
$P5$	3.5	-364	-5.6
Moyenne	6.7	195	5.0
$P95$	11.2	957	17.2

Note: t-student sont entre parenthèses, (*): t-student < 1

Table 6. Résultats de régression du modèle II pour le gisement.

Modèle IIa ($d=3$)	$\varphi(f,F)=\alpha_0+\alpha_1P+\alpha_2R+\alpha_3CR+\alpha_4UP+\alpha_5T+\alpha_6D^c+\alpha_7D^G$		
	$\tau^c(f,F)(\%)$	PV(f,F)(M\$)	IRR(f,F)(%)
α_0	11.2 (79)	-922.1 (-33)	-18.5 (-26)
α_1	0.01 (5)	56.5 (110)	1.1 (52)
α_2	-8.1 (-16)	-164.1 (-2)	-2.6 (-1)
α_3	0.4 (4)	881.9 (42)	15.6 (41)
α_4	-0.6 (-2)	270.7 (5)	7.4 (10)
α_5	-7.3 (-27)	-607.6 (-12)	-11.3 (-11)
α_6	-43.0 (-120)	-4368.0 (-62)	-86.6 (-25)
α_7	43.2 (82)	69.7 (*)	-2.5 (*)
R^2	0.96	0.95	0.94
$P5$	3.5	-460	-6.2
Moyenne	6.6	160	5.6
$P95$	11.1	915	18.9

Modèle IIc ($d=7$)

α_0	11.0 (54)	-586.8 (-15)	-14.6 (-15)
α_1	0.01 (3)	50.3 (68)	1.0 (88)
α_2	-8.8 (-12)	-252 (-2)	-2.6 (-1)
α_3	0.3 (2)	672.6 (24)	14.9 (37)
α_4	-0.2 (*)	320.7 (4)	7.1 (7)
α_5	-7.2 (-19)	-531.1 (-7)	-11.8 (-12)
α_6	-42.4 (-88)	-4988.6 (-53)	-88.6 (-68)
α_7	43.5 (57)	-85.1 (*)	-2.5 (-1)
R^2	0.96	0.94	0.96
$P5$	3.4	-374	-5.3
Moyenne	6.7	195	4.6
$P95$	11.3	897	15.4

Note: t-student sont entre parenthèses, (*): t-student < 1

Table 7. Résultats de régression du modèle III pour le gisement.

Coefficients du modèle	$\varphi(f,F) = \sum_{i=0}^7 \alpha_i X_i + \sum_{j=1}^3 \beta_j Y_j + \sum_{k=1}^4 \gamma_k Z_k$	
	$\tau^c(f,F)(\%)$	PV(f,F)(M\$)
α_0	1.2 (3)	-1666.1 (-15)
α_1	0.01 (4)	47.4 (48)
α_2	-4.8 (-6)	-214.2 (-1)
α_3	-0.5 (-3)	869.4 (22)
α_4	-0.4 (-1)	216.9 (2)
α_5	-4.5 (-11)	-408.2 (-4)
α_6	-30.5 (-57)	-3793.4 (-29)
α_7	28.3(18)	9.9 (*)
β_1	0 (0)	0 (*)
β_2	0 (5)	0 (1)
β_3	0 (9)	0 (4)
γ_1	0.8 (2)	90.2 (1)
γ_2	3.8 (9)	403.9 (4)
γ_3	4.9 (6)	869.6 (4)
γ_4	40.0 (50)	3771.7 (20)
R^2	0.94	0.92
$P5$	1.4	-533
Moyenne	4.0	180
$P95$	7.7	738

Note: t-student sont entre parenthèses, (*): t-student < 1