

LA FISCALITE DES HYDROCARBURES EN RDC: ANALYSE CRITIQUE DE DEUX LEGISLATIONS EN VIGUEUR

Par
MAPOTI SAYA MBONGO MONGA MOLAI

Introduction

Chaque pays définit sa fiscalité des hydrocarbures par rapport aux objectifs qu'il **s'assigne** à travers sa politique pétrolière : exploiter le maximum d'hydrocarbures aujourd'hui et en tirer plus des revenus ou, planifier dans le temps son exploitation pour assurer les effets aux générations futures ou encore , prélever aujourd'hui les droits tout en garantissant la part des générations à venir.

La fiscalité des hydrocarbures est comprise comme un instrument de la politique pétrolière par laquelle l'Etat exerce sa souveraineté sur les ressources pétrolières en contrôlant les consortium ou les compagnies exploitant dans le territoire national.

Fondamentalement, la fiscalité pétrolière assure la promotion de la production pétrolière à un niveau rentable et maximiser les recettes fiscales que l'Etat y retire. **En d'autres termes**, la fiscalité pétrolière est un instrument de conciliation des intérêts de diverses parties : l'Etat, propriétaire des ressources du sous-sol et les entreprises exploitantes.

Elle est un instrument de la politique pétrolière à travers laquelle, l'Etat contrôle les entreprises, assure le niveau de la production et la maximisation des recettes fiscales.

Dans ce contexte, le rôle de la fiscalité pétrolière est de satisfaire aux intérêts des uns et des autres, à assurer les prélèvements des recettes de l'Etat d'une part, tout en garantissant la rentabilité des activités pétrolières pour les entreprises de l'autre. **Depuis le 01/08/2015** , date de la promulgation de la nouvelle Loi n°15/012 , la RDC vit la coexistence de deux lois pétrolières: la précitée et l'Ordonnance-loi n° 81-013 du 02/04/1081.

Dans l'exposé des motifs de la nouvelle Loi, il est mentionné que l'objectif de cette dernière est la mise en valeur de ses ressources en hydrocarbure et la satisfaction du besoin croissant d'énergie pour le bien-être de la population et le développement des activités économiques. Il est vrai que l'ancienne législation avait été élaborée pendant un autre temps, au moment où le pays ne disposait pas d'assez expérience **encore moins**, beaucoup de compétence **en** matière des hydrocarbures.

Des problèmes étaient soulevés quant à son adaptation à l'environnement actuel et des lacunes étaient relevées dans son application, surtout concernant le partage des ressources avec le pays. **De là**, la nécessité d'actualiser les textes de bases afin de corriger les erreurs du passé.

Mais, d'aucuns **ne cessent de poser** des questions sur la nouvelle Loi : est-elle venue corriger les faiblesses constatées dans l'ancienne législation ? **Si non, qui peut-on**, qu'attendre d'elle dans cette période de trouble pour l'industrie pétrolière ?

Les hydrocarbures constituent un produit stratégique pour l'humanité, **dès lors qu'ils** influent encore largement sur la vie de l'économie mondiale et **sur** celle de la RDC.

Bien que petit producteur aujourd'hui, l'impact des hydrocarbures sur l'économie nationale est significatif et la RDC est appelée, avec ses potentialités, à devenir un grand pays pétrolier. Pour cela, elle est appelée à mettre sur pied des lois en adéquation avec les intérêts vitaux du pays et **avec** la protection de son environnement.

Cet article comprend trois points. **Outre l'introduction et la conclusion qui le fait culminer**, le premier point décrit le cadre juridique régissant les activités pétrolières en RDC, partant des anciennes lois, des conventions jusqu'à la nouvelle loi n°15/012, du 01/08/2015. **Le deuxième** point présente les régimes fiscaux des conventions et celui de la Loi 15/012 en rapprochant les deux régimes : les contrats de concessions signés en 1969 et la nouvelle Loi n° 15/012. **Le troisième, enfin**, présente l'étude comparative des régimes fiscaux des Concessions et celui de la Loi 15/012. Des suggestions pour améliorer la fiscalité des hydrocarbures en R.D.C sont proposées.

I DU CADRE JURIDIQUE DE BASE

I. 1. Les textes légaux et réglementaires

Les secteurs des mines et des hydrocarbures ont toujours été encadrés par un même texte législatif : il **s'agit** de l'Ordonnance-loi n° 67-231, du 11 mai 1967, modifiée et complétée par l'Ordonnance-Loi n°81-013, du 02 avril 1981, portant législation générale sur les mines et les hydrocarbures. La loi n° 007/2002, du 15 juillet 2002, portant Code Minier vient créer la séparation de ces deux secteurs, en laissant les activités des hydrocarbures à l'ancienne Loi évoquée ci-haut.

Pris dans l'ensemble, le secteur pétrolier en RDC comprend d'une part ; les entreprises productrices des hydrocarbures liquides et gazeuses et d'autre part , l'entreprise de raffinage des bruts et celles de distribution des produits pétroliers. **Pour cela**, rappelons que seul l'amont pétrolier bénéficie d'une fiscalité d'exception alors que celles de la seconde catégorie (l'aval pétrolier) sont soumises à la fiscalité du droit commun. **Aussi, ne cesse-t-on pas de soutenir que la** fiscalité pétrolière congolaise **soit perçue comme** un système dualiste **reprenant** à la fois, les dispositions fiscales du droit commun, et les dispositions conventionnelles avec des prélèvements fiscaux et parafiscaux particuliers. Ce mélange hybride a été voulu par l'Ordonnance-Loi 81-013.

1.1.1 L'Ordonnance-Loi n° 81-013, du 02 avril 1981, portant législation générale sur les Mines et les Hydrocarbures.

Comme dit ci-haut, les articles 1 à 78 de l'O.L. 81-013 ont été abrogés par la Loi 007-2002 du 11 juillet 2002, portant code minier, à l'exception, toutefois, des dispositions applicables aux hydrocarbures, c'est à dire, à partir de l'article 79 et les suivants.

Publiée au Journal-Officiel n° 8 du 15/04/1981, modifiée et complétée par l'O-L n°82-039, du 5/11/1982 et par la Loi 86-008, du 27/12/1986, l'O.L. 81-013 est l'unique texte qui régissait le secteur des hydrocarbures jusqu'au premier août 2015, date de la promulgation de la Loi n° 15/012, portant régime général des hydrocarbures.

1. De la durée des concessions pétrolières selon les conventions du 09 et 11 août 1969.

La durée cumulée des conventions d'exploration et d'exploitation **du pétrole** en R.D.C **peut** atteindre 85 ans.

L'exploration : sa durée est de cinq ans, renouvelable deux fois¹.

L'exploitation : sa durée est de trente ans, renouvelable deux fois pour une période de vingt (20) ans².

¹ Convention..., article

Le renouvellement de la convention OFF SHORE

La concession maritime d'exploitation pétrolière a été renouvelée une fois, à la date de prise d'effet le 22 novembre 2003. Cette durée de convention est prorogée jusqu'au 22 novembre 2023.

Le renouvellement de la convention ONSHORE

Le premier renouvellement des concessions terrestres d'exploitation pétrolière est accordée le 11 août 1969 et qui à effet à la date du 29 septembre 2009, pour les concessions Est Mibale et Liawenda-Kinkasi et qui prendra effet, à la date du 24 juin 2014, pour la concession Muanda-Banana.

En conséquence, la prorogation de la durée des concessions va jusqu'au 30 septembre 2029 pour les deux premières concessions (Est Mibale et Liawenda-Kinkasi) et, jusqu'au 25 juin 2034 pour la dernière concession (Muanda – Banana).

2 La Loi n° 15/012, du 1^{er} août 2015, portant régime général des hydrocarbures

Cette Loi met en place des mécanismes de renforcement des activités de prospection, d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en vue de leur évaluation et d'un partage équilibré de la rente pétrolière. Elle dispose également des principes devant, dorénavant, régir les activités de raffinage, de transport-stockage et de distribution des produits pétroliers.

1. De l'autorisation de prospection

Elle est accordée par le Ministre ayant les hydrocarbures dans ses attributions, et est valable pour une durée de **douze mois**, renouvelable une seule fois pour une durée de **six mois**. Elle n'est ni cessible, ni transmissible³.

Les droits d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures sont accordés en vertu d'un contrat de partage de production ou un contrat des services par bloc à la suite d'une procédure d'appel d'offres.

2. Du droit d'exploration.

Ce droit est accordé au contractant pour une durée initiale de trois ans à compter de la date d'entrée en vigueur du contrat. Il est renouvelable deux fois respectivement pour une durée de trois ans.

3. Du droit d'exploitation

Il est exclusif, il est accordé pour une durée qui ne peut excéder vingt **(20) ans**. Il est renouvelable **une seule fois** pour un terme maximal **de dix ans**⁴.

La loi 15/012 s'applique également aux hydrocarbures non-conventionnels, sauf sur la durée de la période d'exploration qui peut excéder dix ans et la période d'exploitation n'excédant pas trente ans, en ce, compris, la période de renouvellement⁵.

Les cinq hydrocarbures non-conventionnels retenus au sens de la Loi 15/012 sont :

- les bitumes ;

² Convention du 9/08/1969 ; Article 5.

³ Loi n° 15/012 du 1/08/2015, article

⁴ Loi n° 15/012 du 1/08/2015, article ...

⁵ Loi 15/012 du 1/08/2015, article

- les schistes bitumeux ;
- les sables bitumeux ;
- le gaz de charbon et le gaz de houille ;
- le gaz des schistes.

Les activités d'hydrocarbures en aval sont :

- le raffinage ;
- le transport-stockage des produits pétroliers ;
- la fourniture des produits pétroliers ;
- l'importation et commercialisation des produits pétroliers ;
- l'industrie pétrochimique.

I.2 DES CONTRATS PETROLIERS

Le pétrole brut enfoui dans le sous-sol est, en principe, la propriété de l'Etat. Son exploitation est soumise à une autorisation de celui-ci. De là, l'octroi des titres d'hydrocarbures. Il existe plusieurs types de conventions d'hydrocarbures.

Selon Bakandeja wa Mpungu, une convention pétrolière se réfère à " tout contrat type conclu par l'Etat avec une ou des sociétés pétrolières pour effectuer, à titre exclusif, la recherche et l'exploitation des hydrocarbures à l'intérieur d'un périmètre bien défini".⁶

De nos jours, trois principaux types des contrats ou conventions sont plus utilisés :

- le contrat de concession ;
 - le contrat de partage de production (CPP) ;
 - le contrat de services ;
- une autre variante du contrat est observée en Iran : le contrat de buy-back.

1.2.1 Du contrat de concession

Le contrat de concession fut le premier à être utilisé dans le secteur pétrolier. Il mettait la production du pétrole sous le contrôle entier des compagnies possédant à la fois, les capitaux et la technologie.

La concession est la conséquence logique du principe de domanialité publique du sol et du sous-sol, laquelle implique que les compagnies exploitantes privées n'intègrent le secteur qu'à la suite de l'autorisation accordée par l'Etat à travers un contrat dit de concession.

J. Devaux-Charbonnel définit la **concession pétrolière** comme un acte par lequel un Etat accorde à un tiers, pendant une certaine durée et sur une certaine superficie, le droit exclusif de rechercher des gisements d'hydrocarbures et, en cas de découverte, le droit exclusif d'exploitation des produits et d'en disposer librement, sous réserve de remplir certaines obligations techniques, financières et économiques.⁷

1.2.2 Le contrat de partage de production (CPP)

Il s'agit de l'accord aux termes desquels, le groupe pétrolier qui a financé tous les investissements de recherche et de développement du gisement découvert, amortit ses frais

⁶ BAKANDEJA wa MPUNGU G., « Droit minier et des hydrocarbures en Afrique Centrale, Bruxelles, Editions Larcier, 2009., p.233.

⁷ DEVAUX-CHARBONNEL J. repris par BAKANDEJA wa MPUNGU, *op. cit.*, p.235.

par la cession d'une quote-part de la production et, est rémunéré en recevant gratuitement une part de production restante.⁸. **Par ce contrat**, le titulaire assure le financement de ces opérations pétrolières, tandis que la production d'hydrocarbures est affectée au remboursement des coûts pétroliers effectivement supportés par le titulaire, pour la réalisation des opérations pétrolières. Cette part est appelée, « cost oil » ou « production pour la récupération des coûts ». Le solde de la production totale d'hydrocarbures, après déduction de la part prélevée au titre du cost oil, communément appelé « profit oil » ou « production pour la rémunération » est partagé entre l'Etat et le titulaire, selon les modalités fixées par le contrat pétrolier.

Les partenaires sont associés dans le résultat de l'exploitation, et se partagent le *profit oil* suivant le prorata de répartition figurant dans le contrat de partage de production. Ceci permet à l'Etat de bénéficier du savoir-faire et du transfert de technologie, et de se construire une industrie d'hydrocarbures personnelles.⁹

S'agissant du gasoil, il engage le consortium à exécuter et à financer, à ses risques, toutes les opérations d'exploration, de développement et de production et, en contrepartie, il dispose d'une partie de la production : le « cost oil » dont la vente permettra le remboursement de toutes les dépenses : celles des investissements et les coûts opérationnels.

Le **cost oil** est donc la part de la production destinée au remboursement des dépenses d'exploration, de développement et d'exploitation réalisées dans le cadre du contrat de partage de production.

Quant au profit, il est le solde de la production qui est **par la suite** partagé dans des proportions et suivant des modalités définies, avec l'Etat (ou la société nationale désignée par lui) **moins le cost oil**.

Ainsi, la production nette.

$$\text{Profit oil} = \text{Production nette} - \text{cost oil.}$$

1.2.3 Le contrat de services.

Le contrat de services s'apparente aux contrats de partage de production, mais avec la différence essentielle que, le remboursement de ses dépenses et la rémunération de ses services sont établis sur **une base monétaire**. Ce contrat prévoit une rémunération du titulaire **en espèces**, au lieu d'une rémunération par une partie de la production d'hydrocarbures. **Dans ce cas**, les compagnies sont rémunérées par le pays d'accueil pour les services qu'elles fournissent, elles n'assurent pas la commercialisation de la production et ne peuvent donc bénéficier du cours du brut.

En d'autres termes, **le contrat de services** est celui par lequel un tiers procède, pour le compte de l'Etat ou de la société nationale, à ses propres risques et frais, ou sur financement de l'Etat, en cas de contrat d'assistance technique, à la réalisation de tout ou partie des travaux pétroliers pour la mise en valeur d'un bloc moyennant une rémunération adéquate en espèces¹⁰.

⁸ DEVAUX- CHARBONNEL J., repris par BAKANDEJA wa MPUNGU, *op. cit.*, p.241.

⁹ BAKANDEJA wa MPUNGU, G., *op.cit.*, p.244

¹⁰ Loi n° 15/012, du 1/08/2015, portant Régime Général des Hydrocarbures, Kinshasa, *Journal Officiel* du 23 avril 2016, p.9

II. LES REGIMES FISCAUX DES CONVENTIONS ET CELUI DE LA LOI 15/012

II. 1. Architecture des prélèvements fiscaux et parafiscaux à travers les deux conventions

L'architecture de la fiscalité pétrolière congolaise varie en fonction des conventions. Il existe deux architectures pour les deux conventions de 1969 et une autre pour les CPP signés dans la suite.

II.1.1 De la fiscalité en offshore

En offshore, les prélèvements sont opérés à la fois par la DGRAD et par la DGI.

1. Par la DGRAD en dépit de l'existence des obligations conventionnelles:

- la taxe de statistique 1% du Chiffre d'affaires FOB;
- la taxe sur la marge distribuable 40 % de la marge distribuable ;
- la taxe de participation 20 % de 60 % restant de la Marge Distribuable appelée la Marge de Participation.

2. Par la DGI :

- l'impôt sur les bénéfices et profits à 40 % sur le bénéfice net. Il s'agit du taux qui doit rejoindre celui du droit commun à 35 % dès que l'avenant y relatif sera signé, payable par avances mensuelles de 75 % des bénéfices prévisionnels ;
- l'impôt professionnel sur les rémunérations (IPR) selon le barème à taux progressifs, les pétroliers ne sont que des collecteurs, car ce sont les employés qui en sont des redevables réels.

Précisons que la marge distribuable est la différence entre le chiffre d'affaires et les dépenses opérationnelles, y compris la taxe de statistique reprise comme dépense déductible.

3. Les obligations conventionnelles

- le social et le développement du territoire de Muanda : 150 000,00 \$;
- la formation du personnel Etatique : 150 000,00 \$.

Cette convention fut signée le 9 août 1969, et a déjà connu sept avenants de 1969 à ce jour. Elle concerne une concession avec le titre n° 177, valide jusqu'au 20 novembre 2023.

Les titulaires des intérêts sont :

- Muanda International Oil Company (MIOC) du groupe PERENCO : 50 %
- TEIKOKU Oil (RDC CONGO) Ltd : 32,28 %
- ODS CHEVRON : 17,72 %.

Les titulaires des concessions:

- SOREPLICO SARL;
- JAPECO SARL;
- SOLICO SARL.

La participation de l'Etat est de 20 %.

II.1.2 De la fiscalité en onshore

Les prélèvements opérés par la DGRAD :

- Royalty 12,5 % de la production fiscalisée ;

- Taxe de participation de l'Etat 15 % du Solde (Bénéfice- IBP) ;
- 15 % de participation COHYDRO : du solde bénéfice - IBP-15 % de participation de l'Etat (la participation de COHYDRO se retrouve seulement dans LIREX).

Les prélèvements opérés par la DGI :

L'IBP de 40 % (puis à 35 % après l'avenant) du bénéfice net, payable par des avances mensuelles de 20 % des productions fiscalisées. Le solde est payable à l'échéance de dépôt de déclaration fiscale du 30 avril N+1.

Les obligations sociales conventionnelles de ON SHORE

- 60 000,00 \$, pour le social en faveur du territoire de Muanda ;
- 150 000,00\$ pour la formation du personnel étatique/ payés au Ministère des Hydrocarbures ;
- 150 000, 00 \$ pour la formation LIREX/Cohydro.

Convention Onshore :

Signée le 11 août 1969, elle a huit avenants à ce jour et, porte sur trois concessions :

Le titre n° 179 : **Est-Mibale** .validité jusqu'au 30 septembre 2029 ;

Le titre n° 180 : **Liawenda-Kinkazi**, validité jusqu'au 30 septembre 2019 ;

Le titre n° 191 : **Muanda-Banana**, validité le 25 juin 2034.

Les titulaires des intérêts dans le joint venture sont :

- Perenco Rep : 54,54 55 % ;
- LIREX SPRL (dont COHYDRO) : 45,45 45 % .

Les titulaires de concessions : L'Etat détient 15 % de participation.

- SOCOREP SARL ;
- KIN REX SARL.

En off shore.

Cet espace du littoral maritime congolais englobe une concession d'exploitation totalisant environ 1 000 Km² incluant des gisements de maturités diverses, les principaux sont :Mibale, Motoba, Lukami, Tshiala, GCO , GCO Sud, GCO Ouest, Libwa, Misato, Mwambe, Moko.

Une seule concession est attribuée suivant le titre n° 177, valide jusqu'au 20 novembre 2023.

II.1.3. Le régime fiscal de la Loi 15/012 du 01/08/2015

Les blocs sont catégorisés en quatre zones fiscales en raison des caractéristiques géologiques et environnementales. **II** s'agit de la :

- **la zone fiscale A ;**
- **la zone fiscale B ;**
- **la zone fiscale C ;**
- **la zone fiscale D.**

Sans préjudice des exonérations accordées par la Loi, le contractant est assujetti aux impôts, taxes et redevances ci-après :

- **les** royalties ;
- **la** part du ***profit-oil*** de l'Etat ;
- **la** part de ***l'excess-oil*** de l'Etat ;

- le bonus de signature ;
- le bonus de droit d'exploration ;
- le bonus de renouvellement de droit d'exploration ;
- le bonus de renouvellement de droit d'exploitation ;
- le bonus de l'avenant ;
- le bonus de la première production ;
- la redevance superficière ;
- la taxe statistique ;
- le paiement d'un document administratif ;
- l'impôt exceptionnel sur les rémunérations du personnel expatrié ;
- l'IPR/Nationaux ;
- la TVA à l'intérieure sur la consommation locale en phase d'exploitation ;
- la taxe sur toute forme de cession de droits ou d'intérêts en phase d'exploitation.

1. Du bonus

Le bonus est une prime dont la hauteur est fixée par rapport aux zones fiscales prévues par l'art.124 de la présente Loi, est payée à l'Etat à la survenance des événements suivants :

- la signature du contrat par les parties ;
- l'enregistrement de droit d'exploration ;
- le renouvellement du droit d'exploration ;
- le renouvellement du droit d'exploitation ;
- la signature de l'avenant ;
- la production du premier baril.

2. Des royalties et des taxes

Les royalties sont prélevées sur la quantité des hydrocarbures produits à la tête du puits, déduction faite des eaux et des sédiments produits, des quantités utilisées dans les opérations pétrolières et des coûts de transport des installations de production jusqu'au point d'exportation .

La déduction est subordonnée à l'avis favorable du Ministre ayant les hydrocarbures dans ses attributions, après le rapport du contractant.

Les royalties sont perçues soit en nature, soit en espèces. Les taux varient selon les zones. Le CPP ne peut fixer des taux inférieurs à ces minima :

- la zone fiscale A : 12,5 %
- la zone fiscale B : 11 %
- la zone fiscale C : 9,5 %
- la zone fiscale D : 8 %

3. De la redevance superficière

La redevance superficière est payée annuellement et est calculée sur base de la superficie du bloc en phase d'exploration ou du bloc en phase d'exploitation. Le taux est fixé, en phase d'exploration, en CDF par Km² équivalent à 100 \$ au taux du jour de transaction et, en phase d'exploitation en CDF par Km² équivalent à 500 \$ au taux du jour de transaction.

Du profit oil

C'est la part résiduelle de la production qui se dégage après le prélèvement des **royalties** et du **cost stop**, laquelle est partagée entre l'Etat et le contractant, suivant **un barème progressif**. Toutefois, la part minimale du **profit oil** revenant à l'Etat ne peut être **inférieure** à :

- **la zone** fiscale A : 45 %
- **la zone** fiscale B : 40 %
- **la zone** fiscale C : 40 %
- **la zone** fiscale D : 35 %

Lorsque le prix du baril du pétrole brut servant au calcul de la valeur de la production faisant objet du partage se situe **au dessus** du seuil du prix haut du contrat, il se dégage un profit exceptionnel appelé **super profit oil**. Dans ce cas, le partage se fait en faveur de l'Etat (article 136 de la Loi 15/012).

Le contractant doit tenir compte des impacts sociaux sur les populations directement affectées par les travaux pétroliers. Il doit financer chaque année, des projets sociaux et de développement durable, en phase d'exploration par une contribution pour les interventions sociales et en phase d'exploitation, par la constitution **d'une provision pour les interventions sociales** correspondant à **0,5 %** de la part du **profit oil** du contractant, elle est récupérable au titre des coûts d'exploitation (article 138 de la Loi 15/012).

Le régime fiscal du contrat de services est fixé dans le contrat (art. 139 de la Loi 15/012).

II.1.4 Le régime douanier des activités d'hydrocarbure en amont

Le contractant est soumis au régime douanier de droit commun, à l'exception :

- **des** opérations d'importation et d'exportation des biens spécifiquement destinés aux opérations pétrolières;
- **des** opérations d'exportation d'hydrocarbures bruts.

III. ETUDE COMPARATIVE DES REGIMES FISCAUX DES CONCESSIONS ET CELUI DE LA LOI 15/012

III.1. Le Rapprochement entre les deux fiscalités des hydrocarbures

III.1.1. La fiscalité pétrolière en RDC avant la Loi n° 15/012 du 1/08/2015

Les principales caractéristiques de la fiscalité pétrolière en R.D.C avant la Loi n° 15/012 du 1^{er} **août** 2015 sont **les suivantes**:

- une fiscalité qui n'intéressait que l'amont pétrolier, c'est-à-dire, la recherche et l'extraction d'hydrocarbures, en excluant les activités en aval : le raffinage et la distribution ;
- **le** contrat des concessions était le seul conclu ;
- **la** propriété de l'Etat sur les ressources d'hydrocarbures du sous-sol jusqu'à la tête de puits ;
- **les** contrats ne concernaient que les hydrocarbures liquides et gazeux conventionnels ;
- **l'exonération** totale des importations réalisées par les pétroliers producteurs ;
- **le** rapatriement de 40 % des ventes de pétrole brut au pays ;
- un ensemble des dispositions dérogatoires au droit commun. Cette fiscalité était reprise dans chacune des conventions et contrats et , intégrait à la fois , des prélèvements fiscaux

opérés par la Direction Générale des Impôts (la DGI) et des prélèvements parafiscaux opérés par la Direction Générale des Recettes Administratives, Judiciaires, Domaniales et de Participations (la DGRAD).

Conformément à la convention relative à l'exploitation des hydrocarbures et aux contrats de partage de production, l'administration des recettes non fiscales (la DGRAD) perçoit les droits dus par les entreprises de production au profit du compte général du trésor public.

- L'ordonnancement, le recouvrement et le contrôle des recettes **non fiscales** à charge de pétroliers producteurs, relèvent de la compétence de l'administration des recettes non fiscales.¹¹

III.1.2. Des dispositions de la nouvelle Loi n°15/012 du 1/08/2015

Ces dispositions, en vertu de la nouvelle loi n°15/012, du 1^{er} août 2015, prônent :

- l'élargissement de champs de la Loi, de l'aval à l'amont pétroliers ; regroupant les activités de raffinage, de transport-stockage et de distribution des produits pétroliers ;
- la mise en place d'un régime d'hydrocarbures basé principalement sur le contrat de partage de production et subsidiairement sur le contrat de service ;
- l'affirmation de la propriété de l'Etat sur les ressources d'hydrocarbures du sous-sol jusqu'au point d'exportation ;
- la prise en compte de toutes les ressources d'hydrocarbures, conventionnelles et non conventionnelles : les bitumes ; les schistes bitumineux ; les sables asphaltiques ; les gaz de charbon et le gaz de houille et le gaz des schistes
- le rapatriement de 40 % des ventes de pétrole brut au pays ;
- les dispositions sont également dérogatoires au droit commun ;
- la création d'un fonds en faveur des générations futures ;
- la participation de la société nationale aux activités des hydrocarbures en amont est de 20 % au minimum, elle ne peut être cédée ;
- le délai de paiement de la royalty en espèces est de 45 jours à compte de la fin du mois concerné par la vente (article 272 du Décret n° 16/010 du 19/04/2016) et pour le profit oil de l'Etat (article 293 Décret 16/010) ;
- les droits d'hydrocarbures en amont sont distincts et séparés des droits fonciers, forestiers et miniers. Le droit d'exploration peut porter sur le terrain déjà couvert par le droit foncier, forestier et/ou minier.

Le principe d'antériorité ou d'expropriation selon les intérêts nationaux priment en vue d'éviter la superposition des droits et titres sur une même surface (art. 24 de la Loi 15/012).

III.2. Des propositions d'amélioration

III.2.1. Des secteurs économiques et financiers

1. Du rapatriement des devises issues des exportations du pétrole

Les deux conventions et la Loi 15/012 du 1/08/2015 fixent à 40 % la part des devises à rapatrier par les exportateurs pétroliers. Les dispositions conventionnelles actuelles obligent

¹¹ Ordonnance-loi n° 13/003 du 23 février 2013 portant réforme des procédures relatives à l'assiette, au contrôle et aux modalités de recouvrement des recettes non fiscales, articles 107 & 108.

les exportateurs du pétrole brut congolais à rapatrier au pays 40 % des ventes et de garder 60 % à l'étranger.

C'est une mesure à vocation hautement monétaire et financière pour l'économie du pays.

Nous proposons que le taux de rapatriement de devises au pays passe de 40 % à 80 %.

Un tel changement est susceptible d'engendrer des retombés économiques et financiers suivants :

- augmentation de la réserve de change dont le pays a besoin pour maintenir la valeur de la monnaie;
- amélioration de la balance des paiements du pays en dotant **celui-ci** des moyens des paiements internationaux.

2. Des exonérations douanières

Les dispositions conventionnelles et légales exonèrent leurs importations des biens et matériels des droits d'entrées et, les exportations du pétrole brut des droits de sortie. Notre analyse sur la nature des biens qu'importent les sociétés pétrolières indique que ce sont des produits alimentaires : le lait, le café, de l'eau, les boîtes de conserve... ; les matériaux de construction, les véhicules, les transformateurs électriques...

Ces exonérations revêtent un caractère ambivalent par rapport aux objectifs économiques du pays, elles (Ces exonérations) sont à la base des comportements anti-économiques :

- l'abandon systématique du marché local par les pétroliers producteurs ;
- la consécration de la concurrence déloyale.

En s'approvisionnant directement à partir des pays d'origine des capitaux, sans les droits d'entrée (les droits de douane, la TVA à l'importation et autres taxes), certains produits de consommations courantes vendus localement deviennent plus chers tandis que pour les pétroliers, ses produits sont acquis à bas coûts, même pour des biens non liés directement à l'activité pétrolière comme les produits alimentaires.

Signalons que les droits d'entrées en RDC représentent entre 25 à 40 % des prix des produits importés mis en vente au pays.

3. Consécration de la concurrence déloyale

Les opérateurs économiques qui se ravitaillent de l'extérieur du pays vendent en intégrant dans leurs prix de ventes les droits d'entrée. En revendant à l'intérieur du pays, leurs clients achètent les mêmes produits que les pétroliers, mais plus chers qu'eux ; Les règles du marché sont ainsi faussées.

proposition

Dans notre proposition, nous estimons que seuls, les biens, les matériaux et les matériels non fabriqués localement, c'est-à-dire dont le pays n'est pas **en mesure de fabriquer, peuvent être importés sans les droits d'entrée**, pourvu qu'un texte légal soit pris par l'Autorité politique compétente, reprenant tous les matériaux et les équipements utiles et directement liés à l'activité pétrolière.

Les approvisionnements extérieurs devraient servir à importer des matériels et équipements de haute technologie afin d'aider le pays à disposer de l'outil de production plus performant.

III.2.2. Le secteur comptable avec incidence sur les recettes publiques

Parmi les prélèvements qu'opère l'Etat sur les pétroliers producteurs, les uns sont effectués sur les ventes, les autres sur les revenus nets comme le bénéfice ou la marge distribuable en offshore. **De là**, la nécessité d'une bonne évaluation des revenus.

A ce propos, la tenue d'une bonne comptabilité dont les grandes lignes doivent être clairement reprises dans les conventions est exigée.

De l'examen de deux conventions et de la nouvelle Loi, il en ressort des lacunes sur les dispositions comptables spécifiques à l'industrie pétrolière, notamment à propos du traitement de certaines charges et de certaines pratiques comptables, lesquelles ne sont pas clairement explicites dans les conventions, ni dans la Loi.

Il s'agit, entre autres, des cas suivants :

1. Du principe du prorata temporis

Ce manquement à la législation fiscale ne peut être observé qu'en onshore, car c'est là que l'amortissement linéaire est pratiqué. Le cas du non-respect du principe de prorata temporis consacré par l'article 43 ter C de l'O.L. 69/009 stipule de la manière suivante « ...**si le point de départ se situe en cours d'exercice du bien, la première annuité doit être réduite au prorata temporis à compter du premier jour du mois de mise en service du bien....** » :

Quelques cas de la non-observance de principe de prorata temporis :

1. Cas Perenco rep/J.V 2007

Tableau n° 1. La non-observance du principe de prorata temporis

N°	Compte (a)	Intitulés comptes (b)	Mise en service (c)	Valeur d'acquisition (d)	Annuité Comptabilisée (e)	Annuités prorata (f)	Ecart à réintégrer (e-f)
01	22 61 500201	LIAWENDA sondes Corporelles.	01/12 au 31/12/2007	6 891,43\$	689,14\$ (10%)	57,428 \$ 1/12 mois	631,71 \$
							631,71 \$

- Perenco rep/2008

Tableau n° 2. La non-observance de principe de prorata temporis

N°	Comptes (a)	Intitulés comptes (b)	Mise en service (c)	Valeurs d'acquisition (d)	Annuités Comptabilisées (e)	Annuités prorata (f)	Ecart à réintégrer (e-f)
01	2231100035	TRACTEUR	02/8 - 31/12/2008	19 709,60\$	5 912,88 \$ (30%)	5/12mois 2 463,70\$	3 449,10\$
02	2231100036 2231100037 au39	TRACTEUR	02/8 au 31/8/08	19 709,59\$	5 912,88 \$ (30%)	2 463,70\$ 5/12mois	3 409,18 \$
03	22 50 000105	TRAILOR FRUEHAUF ESSIEUX	11/12aout Au 31/12/ 2008	16 400,58\$	4 920,174 \$ (30%)	2 050,0725\$ 5/12mois	2 870,1015\$
04	2250000104 2231100036	Camion	31/12 au 31/12/08	317 011,59 \$	105 670,53\$ (35%)	8 805,877\$	96 864,65\$
05		Mat. roulant Logistic	01/5-31/ 12/2008	135 950,73\$	45 316,91\$ (33,3 %)	30 211,27\$ 8/12 mois	15 105,63 \$
06		TRACTEUR	31/12-31/ 12/2008	6 620,38 \$	1 489,58 \$	124,13 \$	1 365,44 \$

Tableau n° 3 : la non-observance de principe de prorata temporis.

N°	Comptes (a)	Intitulés comptes (b)	Mise en service (c)	Valeurs d'acquisition (d)	Annuités Comptabilisées (e)	Annuités prorata (f)	Ecart à réintégrer (e-f)
01	2240100230	EAST MIBALE TANK	31/12-31/12/2009	82 138,00\$	4 791,38 \$	684,48 \$ 1/12 mois	4 106,89 \$
02	2240100233	DRLW Liawenda	30/6 -31/12/2009	862 800,43\$	776 520,39 \$ (? %)	8 213,80 \$ 43 140,0\$ 6/12 de 86 280,04\$	733 380,39 \$
03	2240100234	Pipe line replacement	01/07-31/12/09	450 022,88	271 123,73 \$ (? %)	26 251,33 7/12 de 45002,28\$	244 872,39\$
04	2240100230	East Mibale tank		5 114,09 \$	4 791,30 \$	511,4 \$ 10% de Vo	4 279,90 \$

La Loi 15/012 du 01/08/2015 n'a pas apporté d'amélioration aux problèmes d'amortissements tels qu'évoqués ci-dessus, comme pour les autres problèmes liés à la comptabilité.

Ainsi, nous proposons l'alignement des sociétés pétrolières au régime fiscal de droit commun en matière d'amortissement, en reprenant les trois méthodes prévues par la législation fiscale congolaise selon l'article 43 ter C de l'O.L 69/009, il s'agit de :

- la méthode linéaire ;
- la méthode dégressive ;
- la méthode exceptionnelle.

2. Du traitement fiscal des charges nommées « Les overheads »

Pour être déduite fiscalement, une charge doit remplir certaines conditions:

- être liée à l'exploitation,
- appartenir à l'exercice comptable concerné,
- d'être en mesure de présenter des justifications valables (pièces comptables).

Les charges overheads sont *des frais généraux facturés par la maison-mère*.

Ils représentent la contrepartie de différentes interventions et prestations que la maison-mère (Perenco RDC SA) "réaliserait" en faveur des activités de ses filiales de la R.D. Congo en jouant le rôle de représentation dans les dénouements de certaines transactions.

Le mode de calcul de ces frais est fixé par les accords JOA (Joint-venture Operating Agreement) avenant n°1 point J. **et** sont calculés de manière forfaitaire et en fonction des niveaux des dépenses engagées au pays. Les "overheads" sont calculés en fonction des charges comptabilisées et fiscalisées. Il s'agit d'un calcul qui est automatiquement opéré dans le système informatique de l'opérateur. A cet effet, on relève un certain pourcentage par rapport au volume donné des charges. **Ce qui heurte et énerve la législation fiscale congolaise** en matière de prévention de transfert illicite des revenus.

La déductibilité de ces charges pose problème car elle blesse les dispositions légales, notamment, les dispositions en rapport avec l'article 43 bis de l'Ordonnance-loi n° 69/009, du 10 février 1969, qui stipule que :

« les sommes versées par une entreprise de droit national à une personne physique ou morale de droit étranger avec laquelle elle est liée, soit par la voie d'une participation directe dans le capital, soit par l'intermédiaire de participations détenues par une ou plusieurs autres entreprises du même groupe, en rémunération d'un service rendu, ne sont susceptibles d'être admises dans les charges professionnelles de l'entreprise qu'à la triple condition :

1° que la réalité du service rendu soit clairement démontrée ;

2° que le service en cause ne puisse être rendu en RDC ;

3° que le montant de la rémunération corresponde à la valeur réelle du service rendu. »¹²

Proposition de correction du traitement fiscal des overheads

La pratique actuelle dans le traitement fiscal des overheads est source d'opacité et susceptible de faciliter le transfert illicite et dissimulé des revenus vers les autres sociétés du groupe ou de la maison-mère. La législation fiscale congolaise a déjà réglé cette matière à travers les dispositions de l'article 43 bis, de l'O.L 69/009. Quant à nous, nous sollicitons l'intégration de ces dispositions légales dans les conventions sous forme d'un avenant.

3 Comptabilisation des gisements pétroliers dans les états financiers

1. Enregistrement des réserves dans le bilan social

Aucun texte de la législation pétrolière congolaise n'évoque l'enregistrement des gisements pétroliers dans le bilan des sociétés pétrolières productrices pourtant les réserves de pétrole et de gaz constituent un actif d'une société pétrolière.

L'enregistrement consiste à les additionner au bilan, précisément, à l'actif de la compagnie. Dans de nombreux cas, ces réserves enregistrées sont vérifiées par des audits réalisés par des géologues extérieurs. La Securities and Exchange Commission, en abrégé **SEC**, est l'organisme fédéral américain de réglementation et de contrôle des marchés financiers. Il est le gendarme de la Bourse américaine qui rejette le concept de probabilité interdisant aux compagnies de ne pas enregistrer les réserves probables et possibles, mais plutôt des réserves prouvées dans leurs documents.

Comme le suggère une certaine opinion, pour des raisons de gestion, les sociétés utiliseront les réserves prouvées et les estimations de réserves probables (2P) pour des planifications à long terme. Elles se basent, principalement, sur les réserves possibles (3P).

L'enregistrement des gisements dans la comptabilité d'une entreprise pétrolière implique la prise en compte de certains risques (le risque économique, risque technique, risque politique).

- 1. Risque économique** est la probabilité que le pétrole existe mais ne puisse pas être produit aux prix et aux coûts actuels. Il y a une grosse quantité de pétrole qui tombe sous ce risque. Ce qui explique que les économistes seront toujours plus optimistes que les géologues.

¹² Code des Impôts : Ordonnance-loi 69/009 du 10 février 1969, article 43 bis/Impôts Cédulaires sur les Revenus ICR.

2. **Risque technique** est la probabilité que le pétrole existe mais qu'il ne puisse être exploité en utilisant les techniques actuellement disponibles.

Encore une fois, une grosse quantité de pétrole tombe sous ce risque, comme les dépôts mondiaux de schiste bitumineux que les Etats-Unis sont entrain de réussir à produire à coûts réduits, depuis 2014.

3. **Risque politique** est le risque que le pétrole existe mais qu'il ne puisse pas être exploité à cause des conditions politiques. Étant donné que la plus grande partie du pétrole mondial se trouve dans des pays instables politiquement, *le risque politique est habituellement le risque le plus important et le plus difficile à quantifier.*
4. **Risque énergétique.** Lorsque dans un puits, il faut consommer plus d'un litre de pétrole pour extraire un litre de pétrole. **Cela** crée une nouvelle contrainte indépendante du cours du baril qui ne peut être dépassée que par l'utilisation de nouvelles techniques.

A ce jour, les données relatives aux gisements pétroliers en RDC constituent un secret que seules les sociétés pétrolières manipulent. Ces données ne figurent pas dans les états financiers des sociétés pétrolières productrices, peut-être parce que les gisements étaient les propriétés concédées aux sociétés concessionnaires qui les ont ensuite amodié aux sociétés affiliées, comme des immobilisations.

Le Système Comptable OHADA définit **les immobilisations comme les biens ou les valeurs destinées à rester durablement dans l'entreprise** et dont la durée de vie est supérieure à une année. Le compte 22 "Terrains" enregistre la valeur des terrains dont l'entreprise est propriétaire et de ceux qui sont mis à sa disposition par des tiers.

Les terrains de gisement sont des terrains d'extraction de matières destinées soit aux besoins de l'entreprise, soit pour être revendues en l'Etat après transformation.

Selon le Système comptable OHADA, les terrains agricoles, forestiers, les travaux de mise en valeur des terrains, et **les terrains de gisement sont amortissables.** Si le Plan Comptable Général Congolais privilégiait l'approche juridique consistant, pour une entité, à ne reprendre dans sa comptabilité que les biens qui lui appartenaient, l'OHADA amène l'innovation en permettant d'enregistrer dans le compte 22.5, **les terrains de gisement / 22 51 carrières.**

4 Provision pour abandon des installations

Il s'agit des dispositions conventionnelles dans lesquelles les avantages à tirer entre les deux parties sont inégaux, en défaveur de l'Etat congolais. Le cas retenu est celui de la provision créée par l'article 7, de l'avenant n°7, de la convention du 09 août 1969. Elle est destinée à couvrir les charges liées à la réhabilitation des sites d'exploitation pétrolière.

Précisons que ce fait est corrigé par la Loi n° 15/012.

1. Base conventionnelle

1. Convention du 09 août 1969 **en son** article 7 de l'avenant n°7 stipule que:

"...tous les frais relevant de l'abandon des installations seront considérés comme dépenses opérationnelles et sont par conséquent déductibles du point de vue fiscal. Pour autant que le calcul des coûts d'abandon et des provisions y relatives soit en rapport avec " les pratiques de l'industrie", les provisions faites par les sociétés en

vue de l'abandon des installations seront considérées comme une charge d'exploitation et, par conséquent, déductibles du point de vue fiscal. A cet effet, le ministère du pétrole examinera les procédures applicables et/ou appliquées par l'opérateur pour s'assurer de leur conformité aux normes de l'industrie''.

2. Constats relevés

Absence de provisions cumulées pour abandon des installations en haut du passif du bilan, comme réserves chez MIOC et ses partenaires :

- provisions annuelles en 2009 : 9 024 182,83 \$ (J.V)
- provisions cumulées en 2009 (retrouvées dans la balance 2009) : 79 703 682,89\$
- provisions totales cumulées en 2010 : 82 580 119,63\$
- provisions totales cumulées en 2011 : 85 528 455,88 \$
- provisions totales cumulées en 2012 : 88 299 654,65 \$

Les provisions ont des échéances qui peuvent être à court, à moyen et à long termes.

A ce titre, la provision pour abandon des installations étant utilisables à long terme est considérée comme '' *autres capitaux permanents* ' repris au passif du bilan, tandis que celles dont l'échéance est inférieure à un an, sont assimilées aux dettes à court terme.

Le PCGC recommandait leur enregistrement :

Au débit de compte 68 Dotations aux amortissements et provisions et la contre partie ; et au crédit de compte : **14.6. Provisions réglementées.**

5. Compte 15 ''provisions réglementées et fonds assimilés'' selon OHADA

Les provisions réglementées sont des provisions à caractère purement fiscal ou réglementaire. En effet, **ces provisions ont le caractère de « réserves » non libérées d'impôt sur les bénéfices et profits** et sont inscrites au passif du bilan dans les fonds propres. Ces prévisions **sont créées et reprises par les dotations et reprises HAO.**

Peuvent être classées dans cette catégorie, les provisions :

- autorisées spécialement pour certaines professions (reconstitution de gisements miniers et pétroliers) ;
- pour hausse des prix et fluctuation des cours ;
- pour investissement.

1. Subdivision

151 Amortissements dérogatoires

155 Provisions réglementées relatives aux immobilisations

1551 Reconstitution des gisements miniers et pétroliers

156 Provisions réglementées relatives aux stocks

1561 Hausse de prix

1562 fluctuation des cours.

2. Fonctionnement

Le compte 15 Provisions réglementées et fonds assimilés est crédité de la création ou de la variation en augmentation des provisions réglementées par le débit du compte 851 Dotations aux provisions réglementées.

851 Dotations aux provisions réglementées.

15 Provisions réglementées et fonds assimilés.

Il est débité de l'annulation ou de la variation en diminution des provisions réglementées, par le crédit du compte 861 Reprises de provisions réglementées.

Le compte 15 Provisions réglementées et fonds assimilés, à 861 Reprises de provisions réglementées.¹³

La provision pour abandon des sites constituée s'élevait à :

- En 2010 : 82 585 119,63 \$
- En 2011 : 85 528 455,88 \$
- En 2012 : 88 299 654,65 \$

Conséquence : une seule partie en est bénéficiaire.

Les fonds y relatifs ne sont pas indisponibilisés dans une institution financière sous le contrôle mutuel de l'Etat et des sociétés, et ne produisent pas des intérêts communs. Ils intègrent plutôt le fonds de roulement des sociétés pétrolières.

En la plaçant en bas du passif, c'est-à-dire au passif circulant, il y a lieu de **relever un flou intentionnellement créé par rapport à la traçabilité de cette provision**, laquelle provision doit se retrouver en haut du passif, comme des ressources stables, car elles sont appelées à rester longtemps dans l'entreprise.

Nous fondant sur l'analyse financière qui nous renseigne que ce sont **les ressources situées au passif du bilan qui financent les emplois à l'actif**, la provision pour abandon telle que gardée dans les entreprises, participe au financement de l'exploitation de chaque société pétrolière, chacune dans des proportions diverses .

Pour se rendre compte du poids de cette provision dans le financement de l'actif des sociétés pétrolières productrices, nous faisons le rapport entre la provision pour abandon cumulée de chaque année et l'ensemble de passif de l'année concernée que nous multiplions par cent.

Ce poids est donné en pourcentage ; plus il est élevé, plus la provision pour abandon contribue au financement de l'entreprise.

Mais dans cette situation, l'Etat Congolais qui dispose en partie de fonds dans cette provision, car l'Impôt sur les bénéfices et profits (IBP) n'est pas prélevé, n'en bénéficie pas, sauf, après l'usage, le reliquat à distribuer doit d'abord subir l'Impôt sur les Bénéfices et Profits.

Tableau n° 4 *Le cas de MIOC. Le poids de la provision pour abandon des sites dans le passif de MIOC.*

MIOC Années	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Provision pour abandon	31 618 654,44	35 340 522,03	39 851 841,04	Absence données	39 298 673,62	39 677 143,10	51 459 649,85
passif	82 716 018,51	80 045 641,94	123 601 447,21	Absence données	179 644 392,84	163 120 716,91	164 045 437,23
La part de provision sur passif	38 %	44 %	32 %	Absence données	19,69 % (21,88 %)	21,88 % (24,32 %)	28,23 % (31,37 %)

¹³ OHADA Système comptable : http://www.plancomptable.com/titre-IV/titre-IV_chapitre-IV_section-1_14.htm, page consultée le 3/8/2015.

N.B. les provisions pour abandon d'après 2009 sont prises à partir des comptes créditeurs divers du Passif du bilan, elles sont légèrement surévaluées car elles comprennent également INPP, ... c'est pourquoi nous avons rabattu les taux de 10 %.

2. Cas de TEIKOKU

Elle a également bénéficié de l'apport important de cette provision comme une source de financement des emplois de l'entreprise. Cette part était de 27 % des ressources totales de l'entreprise en 2007, elle a évolué à 36 % en 2008, pour baisser à 26 % en 2009 et à 27 %, en 2012 pour remonter enfin à ±37,2 % en 2013. Nous relevons des approximations en 2013 et en 2014.

En effet, les provisions pour abandon, d'après 2009, sont prises à partir des comptes créditeurs divers du Passif du bilan. Elles sont légèrement surévaluées, car elles comprennent également INPP, ... C'est pourquoi nous avons rabattu les taux de 10 %.

Tableau n° 5 : la part de la provision pour abandon des sites sur le passif de TEIKOKU.

TEIKOKU Années	2007	2008	2009	2010	2012	2013
Provision pour abandon	20 235 938,84	22 617 934,10	25 505 162,36	26 659 758,42	29 063 901,76	37 620 291,94
passif	75 244 872,18	62 005 770,16	99 220 520,99	73 804 095,04	105 902 510,05	101 148 310,43
	27 %	36 %	26 %	32,4 % (36 %)	24,70 % (27,44 %)	33,47 % (37,2 %)

3. Cas de ODS

Par rapport aux autres sociétés, la provision pour abandon participe au financement de l'exploitation de ODS à des taux modestes : à 12,4 %, en 2007, à 15,8 %, en 2008, à 9,2 % en 2012.

Tableau n° 6 : ODS la part de la provision pour abandon des sites dans le passif

Années ODS	2007	2008	2009	2010	2012
Prov. Abandon Cumulée (a)	10 750 342,51	12 015 777,49	13 549 626,09	xxxxxxxxxxxx	14 988 613,60
Passif total(b)	86 579 735 ,00	75 946 292,00	85 727 927,00	xxxxxxxxxxxx	162 879 166,00
(a) : (b)	12,4 %	15,8 %	15,8 %	xxxxxxxxxxxx	08,28 % (9,2 %)

La faiblesse de l'apport de la provision pour abandon est due à l'augmentation du compte 12 'Report à nouveau', qui a évolué d'année en année, par l'intégration de tous les bénéfices à conserver de 2007 jusqu'à 2014.

Le report à nouveau est passé de 84 223 087 \$ en 2011 à 106 517 923,00\$ en 2012, après intégration totale du résultat net à conserver de + 22 294 836,00 \$.

En 2013, R. à N 126 112 887,00 \$
 Report à nouveau 126 112 887,00 \$
 + Résultat à conserver de 2013 + 17 517 291,00 \$

En 2014, 143 630 088,00 \$

La société ODS a opté pour la politique d'injection des bénéfices à conserver dans les ressources propres, ce qui réduit la part de la provision pour abandon des installations dans le total du passif au fur et à mesure que les bénéfices sont capitalisés.

Conséquence : une seule partie en est bénéficiaire.

Les fonds y relatifs ne sont pas indisponibilisés dans une institution financière sous le contrôle mutuel de l'Etat et des sociétés, et ne produisent pas des intérêts communs. Ils intègrent plutôt le fonds de roulement des sociétés pétrolières.

6. Innovation par rapport à la nouvelle Loi 15/012 du 01/08/2015

A partir de la Loi n°15/012, du 1^{er} août 2015, un profond changement est opéré, l'Etat congolais a opté pour la constitution de la provision pour abandon de site dès la production du premier baril du pétrole brut, car le contractant est tenu de remettre, à sa charge, le site à l'Etat et de réaliser les opérations d'abandon. Pour cela, le contractant est tenu de verser régulièrement tout au long des opérations pétrolières, sur un compte séquestre ouvert auprès de la Banque Centrale du Congo.

Ce compte est ouvert conjointement par « **la signature d'une convention de séquestre** » entre l'Etat représenté par le Ministère des hydrocarbures et le contractant, représenté par l'opérateur. Les coûts d'abandon sont récupérables au titre de coûts pétroliers.

1. Insuffisances constatées par rapport à la nouvelle Loi

- Elle ne détermine pas le sort de la provision restante après la réalisation des travaux d'abandon ;
- Elle ne résout pas le problème de gestion des provisions constituées dans le passé suivant la convention du 09/08/1969 (offshore).

2. Avancé de la nouvelle Loi

- Elle a étendu la constitution de la provision pour abandon des sites à l'exploitation onshore.

3. Proposition.

La Loi doit être modifiée et complétée en précisant que le sort de la partie de la provision non consommée pour l'objectif assigné, c'est-à-dire, la réhabilitation des sites à la fin d'exploitation, doit subir l'Impôt sur les bénéfices et profits au taux indiqué et le solde soumis au partage, à parts égales, entre l'Etat et les contractants. Pour cela, c'est la modification de la Loi 15/012 qui s'impose comme mode opératoire de la réforme, après concertation avec les partenaires concernés.

CONCLUSION.

Il ressort de cette étude comparative que les régimes fiscal ,douanier et comptable des conventions onshore et offshore de 1969 contiennent des insuffisances qui continuent **de faire le lit** des divergences des vues entre les sociétés pétrolières productrices et les administrations publiques mobilisatrices des recettes.

En effet, en dépit des différents avenants signés, les dispositions conventionnelles n'ont toujours pas été actualisées, ni modernisées pour s'adapter au contexte actuel.

Certes, la nouvelle Loi n°15/012 du 01 aout 2015, a apporté quelques modifications positives comme la gestion collégiale de la provision pour abandon des sites, la prise en compte de la génération future, la formation du personnel congolais dans le domaine pétrolier..., **Il subsiste malgré tout, quelques insuffisances, notamment :**

- la clarification des dispositions comptables spécifiques au secteur,
- la consécration du contrat de partage de production CPP et accessoirement le contrat des services, sans des études d'efficacité préalables.

Cela fait que nous soyons arrivé à la conclusion selon laquelle la réforme de la fiscalité des hydrocarbures R.D.C doit se poursuivre et que, le meilleur type de contrat à retenir est celui qui maximise les recettes publiques tout en garantissant les rentabilités aux sociétés exploitantes.