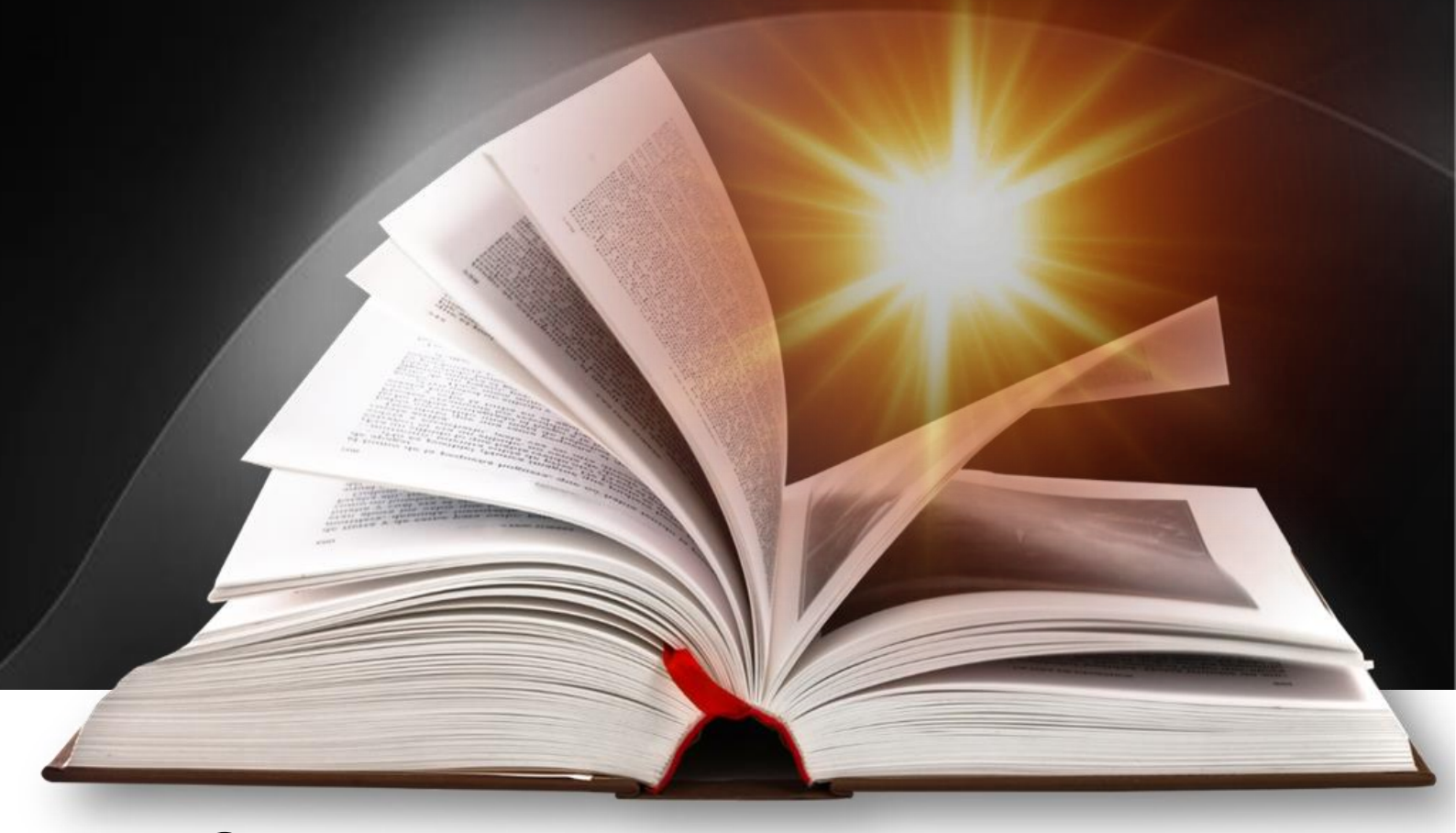
ISSN
: 2790-6248
: 2790-6256

RPJ

# Revue Panafricaine de la Jeunesse

- Pan African Youth Journal -



Volume 2, n°2, Mai - Août 2023

EDITIONS LUMUMBA
Un nouvel élan de l'édition africaine

Association Panafricaine pour l'Encadrement et la Formation de la Jeunesse

AS
African Scientific Universe

Afrindala Group

© Editions Lumumba

# Le régime du contrat de partage de production pétrolière face à la problématique de la rationalisation des ressources fiscales et parafiscales : cas de la République démocratique du Congo

[The Regime of Oil Production Sharing Contract in the Context of Rationalization of Fiscal and Parafiscal Resources : Case of the Democratic Republic of Congo]

**SAM KASSANDA SALMA**[1]
**JOSEPH MAKOLO TSHIBWABWA**[1]
Université de Kinshasa/RD Congo
Email : salma_kas@yahoo.fr

ISSN

: 2790-6248

: 2790-6256

# Revue Panafricaine de la Jeunesse

## - Pan African Youth Journal -

**DOI** : https://doi.org/10.58610/RPJ.2790.6248.6256.31

Editions Lumumba I Afriscience I Association Panafricaine pour l'Encadrement et la Formation de la Jeunesse

**EDITIONS LUMUMBA**

Un nouvel élan de l'édition africaine

**Revue Panafricaine de la Jeunesse (RPJ)**
ISSN : 2790-6248
e-ISSN : 2790-6256
© Editions Lumumba - APANAEFJ
Bibliothèque Nationale du Congo I Ordonnance loi n° 89-010
du 11 janvier 1989 – Permis d'implantation n° BNC/DPHK/08/2022

**Afrindala Group**

La Revue Panafricaine de la Jeunesse (RPJ) est une revue scientifique internationale, interdisciplinaire et interactive. Elle se veut un lieu de diffusion de travaux de recherche originaux et substantiels sur diverses questions liées aux enjeux et défis des sociétés africaines, dans toutes les disciplines scientifiques. La RPJ est enregistrée par le Centre International de l'ISSN (International Standard Serial Number) sous les numéros ISSN : 2790-6256 et e-ISSN : 2790-6248.

Les Éditions Lumumba, sous la houlette du label panafricain Afrindala Group, branche scientifique « Afriscience », sont une maison d'édition établie en RD Congo conformément à l'Ordonnance-Loi n° 89-010 du 11 janvier 1989 et opérant sous le permis d'établissement n° BNC/DPHK/08/2022. Enregistrées auprès de l'Agence Internationale de l'ISBN, par l'intermédiaire de l'Agence Francophone pour la Numérotation Internationale du Livre (AFNIL), les Éditions Lumumba sont repértoriées sous l'identifiant éditeur : 978-2-38489.

Le comité scientifique international, composé d'enseignants et de spécialistes d'Afrique et d'ailleurs, assure une diversité d'expertises et de perspectives. En tant que membre de Crossref, une organisation américaine participant à l'indexation globale du contenu scientifique, les Éditions Lumumba bénéficient d'un préfixe DOI (10.58610) pour attribuer un DOI unique à chaque œuvre éditée. Cela permet aux publications d'être accessibles à des milliers de membres de Crossref et à des centaines d'organisations, y compris des institutions scientifiques et universitaires du monde entier, augmentant considérablement la visibilité et l'impact international des travaux publiés.

Les Éditions Lumumba s'appuient sur un vaste réseau de distributeurs et de partenaires internationaux, incluant des universités, des ONG et de grandes plateformes telles que CAIRN.INFO (la plus grande bibliothèque numérique francophone), DILICOM, OpenEdition Books, la plateforme Afriscience, etc.

© Editions Lumumba

# Revue Panafricaine de la Jeunesse

## — RPJ —

## - Pan African Youth Journal -

Revue scientifique internationale, interdisciplinaire et interactive

Périodicité : avril, août et décembre
Prix du numéro : 30 USD
Abonnement annuel : 100 USD
Version numérique disponible sur : www.afriscience.org
Suivez-nous sur nos réseaux sociaux :
@editionslumumba | @afriscience

Imprimé en République Démocratique du Congo

Tél. (+243) 90 43 370 19
Email : contact@editionslumumba.com
Site web : www.editionslumumba.com
Siège : 10, avenue de la Moto croisement boulevard M'siri, ville de Lubumbashi, RD Congo

# Editorial

C'est avec un enthousiasme palpable que nous vous présentons ce nouveau numéro du deuxième volume de la Revue Panafricaine de la Jeunesse pour l'année 2023. Au cœur de ces pages se dessine une mosaïque d'idées et de perspectives provenant des esprits les plus brillants du continent africain et au-delà. Notre objectif partagé est clair : illuminer la scène pour les décideurs politiques, les chercheurs, les acteurs sociaux et bien d'autres, grâce à des données scientifiques solides. Ainsi, la Revue Panafricaine de la Jeunesse a pris sa place comme une voix internationale, un carrefour intellectuel où se croisent et se diffusent des études ancrées dans la réalité africaine. Jadis, ces études se heurtaient à des barrières éditoriales qui ne reflétaient pas toujours la pluralité des voix du continent.

L'essor de la science africaine est un trésor collectif à faire fructifier, une vitalité à cultiver. C'est la raison pour laquelle les membres du comité scientifique de la Revue Panafricaine de la Jeunesse et les experts venus d'horizons divers ont relevé avec énergie le défi de contribuer à l'enrichissement de la pensée africaine. La diversité des connaissances et des idées, issues de différents coins d'Afrique et au-delà, fait de la RPJ une plateforme panafricaine en perpétuelle évolution, pleine de promesses et porteuse de renouveau.

En tant que pilier de la recherche africaine, la RPJ s'engage à maintenir des normes de qualité rigoureuses pour chaque article publié. Le taux d'acceptation de 50% témoigne du sérieux de notre processus de sélection. L'accueil enthousiaste que nous recevons de la part d'un large public, tant africain qu'international, atteste de notre engagement à promouvoir une science africaine robuste et rigoureuse.

Ce numéro présente les contributions de chercheurs éminents qui explorent divers domaines de l'activité scientifique. Leurs travaux éclairent des facettes variées de nos sociétés, de la jeunesse à la technologie, du droit à la sociologie, de l'économie au développement, de l'environnement à la politique, de la gestion des ressources humaines aux arts, la littérature, la médecine, la santé, et bien plus encore.

Notre équipe éditoriale, en collaboration avec notre comité scientifique et nos évaluateurs externes, travaille main dans la main avec les auteurs pour garantir la qualité et la pertinence de chaque article publié. Cette approche collaborative est essentielle pour propulser la science africaine au niveau international et pour assurer que les sociétés africaines tirent pleinement profit des avancées issues de la recherche de pointe.

Plongez dans ce numéro captivant et découvrez les trésors de la science africaine. En vous joignant à notre communauté de lecteurs, vous contribuez à renforcer l'influence de la science africaine à l'échelle mondiale et à permettre aux sociétés africaines de bénéficier des fruits de la recherche de qualité. Embarquez avec nous dans ce voyage fascinant à travers les découvertes, les innovations et les idées qui dessinent l'avenir de l'Afrique et du monde.

**Dr Basile Mulwani Makelele**

*Professeur des Universités*

# Equipe de la revue

## Comité de rédaction

- Directeur de Publication : M. le Pr. **Basile Mulwani Makelele**, RD. Congo
- Rédacteur en chef : M. le Pr. **Philippe Kasongo Maloba Tshikala**, Belgique
- Rédacteur en chef Adjoint : M. **Valery Ngoy Ndala,** RD. Congo
- Traducteur en chef : M. le Dr. **Fo-Koku D. Woameno**, Togo
- Relecteur Principal : M. **Jean-Micky Kafuwa Musongo**, RD Congo
- Responsable de la mise en ligne : Mme **Blin Acouh Marie-José**, Côte d'Ivoire
- Secrétaire de rédaction : M. **William Agbaka,** Bénin
- Référente pour le suivi du processus d'adhésion : Mme **Marie Mbatshiona Mundi**, RD. Congo
- Responsable administratif et financier : M. **Banon Zinsou Côme**, Bénin
- Responsable des partenariats : M. **Fidèle BUKASA KABWE,** RD. Congo

## Comité scientifique

- Abdoulaye Ouedraogo, PhD, Ministère de l'Economie, des Finances et du Plan (MEFP), Burkina Faso
- Abi-Kaberou Gildas, PhD, UAC/ENS-Porto-Novo/Laboratoire de Pédagogie et de Didactique des Humanités (LaPEDIH), Benin
- Adaba Koffi Amessou, PhD, Université de Lomé, Togo
- Akimou Tchagnaou, PhD, Université de Zinder, Niger
- Ambombi Eyolo Azede Espoir, PhD, Chaire MBA, Afrikan campus, Congo Brazza
- Amoussou Franck, PhD, Université d'Abomey-Calavi, Bénin
- Ballo Drissa, PhD, Enseignant-Chercheur, Mali
- Basile Mulwani Makelele, PhD, Université de Lubumbashi, RD. Congo
- Bekolo Engoudou Bruno, PhD, Université de Douala, Cameroun
- Bitouga Bernard Aristide, PhD, Université de Douala, Cameroun
- BOUMA Carine Nadège, PhD, Université de Bamenda, Cameroun
- Christian Bumute, PhD, Université de Likasi, RD Congo

- Fidélie Ntshikala, PhD, Université de Kolwezi, RD Congo
- Fo-Koku D. Woameno, PhD, Université de Lomé, Togo
- Gaby Ilunga Mutombo, PhD, Université de Lubumbashi, RD Congo
- Gano Nouhou, PhD, Université cheikh Anta Diop de Dakar, Sénégal
- Gninneyo Sylvestre-Pierre NIYA, PhD, Ecole Normale Supérieure, Burkina Faso
- Kongue Toyindou, PhD, Université de Lomé, Togo
- Lago Blé Angelin, PhD, Université Jean-Lorougnon Guede, Daloa, Côte d'Ivoire.
- Matthias Cinyabuguma, PhD, Banque mondiale, RD Congo
- Melingui Ayissi, PhD, Université de Douala, Cameroun
- Metsena Ndjavoua, PhD, Université de Maroua, Cameroun
- Mohamed Atteyoub H. dit Modibo SIDIBÉ, Phd, Université des sciences sociales et de gestion de Bamako (USSGB), Mali
- Moussa Coulibaly, PhD, Université Assane Seck de Ziguinchor, Sénégal
- Moussa Dourfaye Abdoul-kadze, Phd, Service de Santé, Niger
- Nebie Boukary, PhD, Université de Fada N'Gourma, Burkina Faso
- Nyebe Atangana Sandrine, PhD, Ministère des enseignements secondaires, Cameroun
- Patrice M'Bétien KONE, PhD, Université Félix Houphouët Boigny, Côte d'Ivoire
- Philippe Kasongo Maloba Tshikala, PhD, Université de Lubumbashi, RD Congo
- Raymond-Bernard Ahouandjinou, PhD, Université d'Abomey Calavi, Benin
- Serge Caleb Mbula Musasa Mwadianvita, PhD, Université Pédagogique Nationale (UPN) de Kinshasa, RD Congo

Revue Panafricaine de la Jeunesse
Revue scientifique internationale
ISSN : 2790-6248 I e-ISSN : 2790-6256
Editions Lumumba
Un nouvel élan de l'édition africaine
Email : contact@editionslumumba.com
Afriscience
African Scientific Universe

# Le régime du contrat de partage de production pétrolière face à la problématique de la rationalisation des ressources fiscales et parafiscales : cas de la République démocratique du Congo

[The Regime of Oil Production Sharing Contract in the Context of Rationalization of Fiscal and Parafiscal Resources : Case of the Democratic Republic of Congo]

**SAM KASSANDA SALMA**[1]
**JOSEPH MAKOLO TSHIBWABWA**[2]
Université de Kinshasa/RD Congo
Email : salma_kas@yahoo.fr

## Résumé

La fiscalité appliquée aux hydrocarbures joue un rôle crucial en tant qu'instrument de la politique pétrolière permettant à l'État d'exercer sa souveraineté en contrôlant les compagnies exploitant les ressources nationales. Elle vise à concilier les intérêts de l'État, en tant que propriétaire des ressources du sous-sol, avec ceux des entreprises exploitantes. La fiscalité pétrolière agit comme un outil de politique pétrolière en permettant à l'État de contrôler les entreprises, de réguler la production et de maximiser les recettes fiscales. Dans cette étude, nous nous concentrons sur l'impact réel de la fiscalité de la nouvelle loi des hydrocarbures, en particulier celle du contrat de partage de production, sur le développement de la République Démocratique du Congo. Notre analyse se base sur la question centrale de savoir comment cette fiscalité influe sur le développement économique du pays.

**Mots-clés** : Ressources naturelles, Hydrocarbures, Fiscalité pétrolière, Contrat de partages

## Abstract

Taxation applied to hydrocarbons plays a crucial role as an instrument of petroleum policy, allowing the State to exercise its sovereignty by controlling companies

[1] Avocat et assistant à la faculté de droit à l'université de Kinshasa
[2] Inspecteur des impôts et chef de travaux à l'université pédagogique nationale, Apprenant au 3e cycle DES/DEA

exploiting national resources. It aims to reconcile the interests of the State, as the owner of subsurface resources, with those of the operating companies. Petroleum taxation acts as a tool for petroleum policy, enabling the State to control companies, regulate production, and maximize tax revenues. In this study, we focus on the actual impact of the taxation under the new hydrocarbons law, particularly the production sharing contract, on the development of the Democratic Republic of the Congo. Our analysis is based on the central question of how this taxation influences the country's economic development.

**Keywords :** Natural resources, Hydrocarbons, Petroleum taxation, Production sharing contract

# 0. Introduction

Les ressources naturelles constituent des défis économico-sécuritaires et d'une nécessité de préservation et d'anticipation stratégiques. En ce qui concerne les hydrocarbures, chaque pays définit sa politique fiscale comme une résultante des objectifs qu'il s'assigne pour que sa politique pétrolière lui procure d'énormes ressources financières et économiques de son exploitation.

En effet, la fiscalité appliquée aux hydrocarbures est comprise comme un instrument de la politique pétrolière par laquelle l'État exerce sa souveraineté en contrôlant le consortium ou les compagnies exploitant sur le territoire national. Elle assure la promotion de la production pétrolière à un niveau rentable et maximise les recettes fiscales que l'État y retire (Mapoti Saya Mbongo Monga Molai, 2017). En d'autres termes, la fiscalité pétrolière est un instrument de conciliation des intérêts de diverses parties : l'État, propriétaire des ressources du sous-sol et les entreprises exploitantes. Elle est un instrument de la politique pétrolière à travers laquelle, l'État contrôle les entreprises, assure le niveau de la production et la maximisation des recettes fiscales. La raison de cela est que les hydrocarbures constituent un produit stratégique pour l'humanité, dès lors qu'elles influent, sans doute, largement sur la vie de l'économie tant mondiale que nationale, en particulier celle de la RDC. Elles sont actuellement régies par la Loi n° 15/012 du 1er août 2015 portant régime général des hydrocarbures, venue au remplacement de l'Ordonnance-loi n°81-013 du 2 avril 1981 portant législation générale sur les mines et les hydrocarbures.

En vue d'améliorer la captation des revenus des hydrocarbures par un système fiscal plus avantageux, tout en encouragent aussi les investissements directs étrangers, cette loi met l'accent sur la mise en valeur des ressources nationales en hydrocarbures et la satisfaction du besoin croissant d'énergie pour le bien-être de la population et le développement des activités économiques (Exposé de motifs de la Loi n° 15/012 du 1 er août 2015 portant régime général des hydrocarbures). Elle vient asseoir les

principes d'une gestion rationnelle en ce qu'elle fixe un cadre assez attractif, quoiqu'insuffisant, pour les activités d'exploitation et de commercialisation des hydrocarbures. Les aspirations congolaises exigent que les ressources naturelles congolaises soient bien gérées et que les revenus qui en découlent soient profitables équitablement à toute la population (Guelord Mosau Mbomb, 2017).

Dans un contexte marqué par l'exigence de compétitivité mais aussi par une forme de « nationalisme des ressources », le nouveau code des hydrocarbures apporte plusieurs innovations pouvant favoriser le développement de la République Démocratique du Congo notamment : la mise en place d'un régime d'hydrocarbures basé principalement sur le contrat de partage de production en vue de maximiser les recettes et la création de quatre zones fiscales, afin de construire une fiscalité de l'amont pétrolier qui tient compte de la réalité géologique et environnementale de la RDC. Bien que petit producteur aujourd'hui, la République Démocratique du Congo est appelée, avec ses potentialités, à devenir un grand pays pétrolier et d'eau tirer toutes les opportunités possibles.

Pour cela, il est plus qu'important de se questionner sur l'impact fiscal réel de cette nouvelle loi des hydrocarbures, en particulier celle du contrat de partage de production sur le développement de la République Démocratique du Congo. C'est autour de ce questionnement que gravite notre réflexion tout au long de ce travail, scindé en deux points focaux : le contrat de partage de production et son régime fiscal.

# 1. Du contrat de partage de production d'hydrocarbures

## 1.1. Généralités

Le sous-sol étant la propriété de l'État, l'exploitation du pétrole brut enfoui est soumise à une autorisation de celui-ci par l'octroi des droits sur les hydrocarbures. Et ces derniers s'obtiennent par des conventions d'hydrocarbures.

Les droits des hydrocarbures sont accordés sous la forme d'un contrat de partage de production, d'un contrat de service ou d'un contrat de concession par bloc, à la suite d'une procédure d'appel d'offres (Mbuyu Luyongola , 2017).

Qu'ils soient taillés sur mesure à partir de la législation du pays ou qu'ils soient négociés au cas par cas, les contrats pétroliers internationaux sont les documents qui décrivent le cadre juridique, ainsi que les conditions dans lesquelles peuvent se faire l'exploration et l'exploitation pétrolières (Rente Pétrolière et son partage, DGI 2017, p.3).

En ce qui concerne le présent travail, nous nous focalisons exclusivement sur le contrat de partage de production en examinant, d'une part, ses notions (a) et, d'autre part, ses avantages (b).

### a. Notions sur le Contrat de partage de production

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 (Bakandeja Wa Mpungu, G., 2009, p.233).

A la suite de la procédure d'appel d'offres, le Ministre ayant les Hydrocarbures dans ses attributions conclut, avec la ou les personnes morales de droit congolais ou de droit étranger sélectionnées en association avec la société nationale, un contrat d'hydrocarbures accordant les droits d'exploration et d'exploitation sous la forme d'un contrat de partage de production. Déjà à ce titre, le fait soumissionner pour être de plus disant et espérer à gagner le marché est un gage de la rentabilité financière accordée aux potentielles pétroliers mis en jeu par l'Etat propriétaire.

Le contrat de partage de production, dans son article 46 mentionne notamment :

- Les coordonnées géographiques, - Le programme minimal des travaux d'exploration ainsi que l'obligation des dépenses y afférentes pour la première période de validité et les périodes éventuelles de renouvellement;
- Le programme minimal des activités secondaires et l'obligation de dépenses y afférentes pour la première période de validité et les périodes éventuelles de renouvellement ;
- Les mesures relatives au respect des prescriptions environnementales ;
- Les obligations concernant une découverte à caractère commercial et le développement d'un gisement commercialement exploitable;
- Les modalités de partage de la production, de participation de l'Etat et de remboursement des coûts pétroliers ;
- Les régimes fiscal et douanier ainsi que les impositions de toute nature ;
- Les clauses de renégociation éventuelle conclues par voie d'avenant ;
- Les projets d'infrastructures communautaires, de développement durable et les interventions sociales contenues dans le cahier des charges ;
- Les modalités de formation des agents et cadres congolais ;
- Les modalités de règlement des différends et l'arbitrage ;
- Toute autre condition particulière qu'il appartient aux parties de convenir dans les limites de la loi.

Le contrat de partage de production est soumis aux règles de passation de marché public et diffère, dans sa conclusion, au contrat de droit commun ; en ce sens que le contrat de partage de production et son éventuel avenant sont signés par les Ministres ayant respectivement les Hydrocarbures et les Finances dans leurs attributions, après délibération en Conseil des Ministres. Il ne produit des effets qu'après son approbation par ordonnance du Président de la République.

Comme tout contrat, le contrat de partage de production prend fin en cas de nullité, accord entre parties, résiliation pour des raisons prescrites par la loi ou stipulées dans le contrat, renonciation du contractant, expiration de la période d'exploration en l'absence de découvertes commerciales, échéance du terme (Article 47 loi hydrocarbure 2015). Ce contexte garantie les droits à l'investisseur d'être exclu au paiement ou préfinancement des impôts et taxes. Il constitue également une anticipation à la lutte contre la fraude pour les investisseurs véreux qui pouvaient prétendre enregistrer des pertes fiscales et économiques pour un certain temps relatif et à moyen terme.

**b. Avantages du Contrat de Partage de Production**

Ce type de contrat est apparu pour la première fois en Indonésie en 1966. Ils se sont propagés par la suite dans de nombreux pays tel la Libye, la Malaisie, le Gabon, la Côte d'Ivoire ou la Tunisie. La distinction avec les accords de concession est très nette au niveau des relations entre la CPI et le PH (pays Hôte). (DGI, 2017, p.23).

Un accord de partage de production est aujourd'hui favorisé dans l'exploitation des hydrocarbures en vue de favoriser l'économie congolaise avec le régime de convention, par souci de répondre aux défis notamment d'ordre énergétique et de la production des ressources économiques et financières pour la nation. Ainsi, il renforce les mécanismes d'activités de prospection, d'exploitation et de commercialisation des hydrocarbures en vue de leur évaluation et d'un partage équilibré de la rente pétrolières (Kola Gonze, R., 2019, pp. 135-136). A compter de la date de production de la première tonne d'hydrocarbures commercialisables, le contractant commercialise toute la production du pétrole brut obtenue à l'exception de la part de la partie revenant à l'Etat que celui-ci décide de recevoir en nature et en disposer à sa manière.

Dans cette forme de contrat, l'Etat a trois sources de revenus : les « royalties », sa part du « profit oïl » (ou « profit gaz ») et l'impôt sur les bénéfices (Pongsiri N., (2005, p.433) . Ceci permet à l'Etat de bénéficier du savoir-faire et du transfert de technologie, et de se construire une industrie d'hydrocarbures personnels (Mapoti Saya Mbongo Monga Molai (2017). Ce système fournit aussi un moyen pour l'Etat, à travers sa compagnie nationale, de participer au projet et d'acquérir le financement et les compétences techniques pour exploiter les ressources pétrolières. Ainsi, on peut affirmer que ces contrats sont un outil courant pour les pays producteurs d'hydrocarbures pour attirer les investissements étrangers dans le secteur pétrolier.

Lorsqu'un champ commercial est découvert et peut être développé, le pétrole sera partagé entre la société nationale et la société étrangère, selon la formulation du contrat qui peut être déterminée par la loi, la négociation ou par appel d'offre.

Dans ce contrat, le gouvernement est propriétaire des réserves et la société pétrolière étrangère a le droit d'explorer les réserves et d'en assurer le développement et la production. Tous les risques relatifs à l'exploitation sont à la charge de l'entrepreneur, ainsi que les risques induits par une coopération avec une société pétrolière nationale

autorisée à participer à l'opération de développement et de production en qualité de propriétaire et/ou de bénéficiaire. La société pétrolière étrangère est également contrainte de verser une partie des recettes au pays pétrolier sous forme de redevances une fois la production écoulée. L'entrepreneur doit en outre engager des dépenses de formation destinées au personnel local ainsi que développer les infrastructures du pays pétrolier. Ces dépenses lui sont en principe remboursées (Seyed Hossein Tabatabaei, 2018, p.8). Le contrat de partage de production a l'avantage de prévoir que l'état d'accueil reste propriétaire des réservoirs en ayant plus le contrôle sur les ressources naturelles et les avantages de la production sans subir le risque de l'investissement. Ce type de contrat est particulièrement intéressant pour les pays en développement qui cherchent à exploiter leurs ressources pour le rendement économique mais qui n'ont pas l'expérience ou l'expertise technique nécessaires pour supporter la charge financière.

Parmi les principaux facteurs en faveur qui influent le trait de partage des contrats de partage de production, pour la plupart des gouvernements se trouvent être en perception des recettes importante dès le premier jour de la production grâce aux mécanismes de partage de la production pour l'exercice du contrôle sur les opérations sans la ratification directe de l'Etat.

**c. Désavantages**

- **Clause non protectrice (clause pathologique)**

Comme pour tout contrat, l'un des désavantages majeurs peut résider dans la négociation mal effectués pouvant conduire à l'insertion dans le contrat de clause non protectrice des intérêts financiers de l'Etat congolais. Il s'agirait ici des dispositions allant dans le sens de minimiser la quotité de production qui désavantage l'Etat de recherche. On a notamment la clause de stabilité.

Augmentation des charges en défaveur de l'Etat dans un mauvais contrat ; difficile de transparaitre les charges contre l'Etat, etc.

Manque de transparence dans les dépenses pétrolières ainsi qu'à leur présentation de l'état financier qui grossissent la facture…

Le prix du transfert qui est un mécanisme qui par lequel les prix de transactions transfrontalières sont évalués à l'intérieur d'une même société. Cette notion intervient, par exemple, lorsqu'une société minière localement constituée opérant dans un pays hôte achète des biens et services auprès d'une autre société appartement au même groupe multinational.

Le prix de transfert en soi n'est pas illégal. Ce qui est illégal ou abusif, c'est quand la fourniture de services et de biens au sein de la société n'est estimée à une valeur juste ou prix du marché et est donc utilisée par la société pour alléger sa charge fiscale dans le pays hôte.

- **Souvent** les contrats de partage production comprennent des clauses compromissoires qui insère l'arbitrage international dont l'illustration DIGOIL Congo.

1. En date du 14 décembre 2007, la République Démocratique du Congo avait conclu avec l'association constituée par la société Divine Inspiration Group (Pty), DIGOIL en sigle, et la Congolaise des Hydrocarbures (COHYDRO), actuellement SONAHYDROC, un contrat de partage de production de ressources en hydrocarbures portant sur les blocs 8, 23 et 24 de la Cuvette Centrale.
2. Par la suite, en 2008, la République Démocratique du Congo conclut avec le Consortium constitué par la société DIGOIL, Petro SA, H-OIL Congo Limited, COHYDRO, Petroleum and Gas Sprl, un deuxième contrat de partage de production portant sur le bloc 1 du Graben Albertine.
3. A la suite de l'ordonnance présidentielle n° 10/041 du 18 juin 2008 approuvant le CPP conclu entre la RDC et le Consortium constitué par la société Caprikat Ltd et Foxwhelp Ltd sur le Bloc I et II du Graben Albertine, le Consortium DIGOIL perdit tous ses droits pétroliers sur les blocs précités ;
4. C'est ainsi que DIGOIL réclama à la RDC le paiement de la somme totale de 5.200.000 USD, à titre de compensation pour non confirmation de ses droits sur ce Bloc I du Graben de l'Albertine, répartie comme suit :
   - 4.000.000 USD, représentant les droits payés, soit le montant de 2.500.000 USD versé comme le bonus de signature du contrat et 1.500.000usd, à titre de HESQ (Healt, Safety, Environnement and Quality) ;
   - 1.200.000 USD à titre d'intérêts ;
5. Les travaux effectués par la Commission ad hoc constituée par les délégués de la RDC ainsi que ceux de DIGOIL, pour examiner la question de la réclamation de DIGOIL, ont établi, de manière contradictoire, que le montant à rembourser à DIGOIL est de 4.450.000 USD, en lieu et place de 5.200.000 USD réclamé par DIGOIL.
6. La RDC répondra favorablement à cette requête, en demandant à la DGRAD d'ouvrir un compte courant, en vue d'absorber les futures obligations de même nature de la société DIGOIL, portant sur les autres investissements pétroliers avec la RDC, notamment pour les CPP sur les Blocs 8, 23 et 24 de la Cuvette Centrale ;
7. Aux termes du procès-verbal établi le 23 avril 2011, en rapport avec la compensation, il sera convenu par les parties que le montant de 2.500.000 USD sera déduit pour les obligations futures de même nature à charge de DIGOIL, notamment le bonus de signature du Contrat sur les Blocs 8, 23 et 24 de la cuvette centrale dont les négociations étaient en cours. Le solde restant, soit le montant de 1.950.000 USD servira en compensation sur les autres obligations

contractuelles dont les recettes n'émargent pas du compte général du Trésor public.

8. A cet égard, un compte courant fiscal fut ouvert par la DGRAD en faveur de DIGOIL, où fut logé un crédit estimé à 2.500.000 USD déjà encaissé dans le compte du Trésor, devant servir à apurer les obligations fiscales dans le cadre des CPP sur les blocs 8, 23 et 24 de la cuvette centrale, dont les discussions étaient en cours. De même, la somme de 1.950.000 USD due à DIGOIL à titre de HSEQ et intérêts, devait servir de compensation pour les autres obligations conventionnelles.
9. La question du CPP sur les blocs 8, 23 et 24 de la cuvette centrale est demeurée en attente de l'approbation par ordonnance présidentielle qui du reste, sera accordée en décembre 2018, pendant que le tribunal arbitral venait de rendre sa sentence.
10. Il en résulte que le montant avait été totalement payé par compensation en faveur de DIGOIL, de sorte qu'à ce jour, la RDC n'était plus redevable à quelque titre que ce soit à DIGOIL, s'agissant du contrat du 21 janvier 2008, en rapport avec le Bloc I du Graben Albertine ;
11. Fort malheureusement, en date du 31 octobre 2016, DIGOIL pour des raisons qui lui sont propres, diligenta une action en procédure d'arbitrage devant la Cour Internationale d'Arbitrage de la CCI de Paris, sous le n° 22370/DDA, en soumettant à cette Cour, ses prétentions qui se résument de la manière suivante :

Au soutien de sa demande d'arbitrage, DIGOIL a soutenu que :

- la RDC s'est rendue coupable de deux manquements, le premier, en décidant d'attribuer le Bloc du Graben Albertine à un autre consortium, l'Association Caprikat Ltd et Foxwehelp Ltd, rompant de ce fait unilatéralement de manière intempestive et illicite le contrat de 2008 qui avait été conclu à titre exclusif avec la RDC pour une durée d'exploitation de 5 ans renouvelable 2 fois, et prévoyait la délivrance le cas échéant de Permis d'exploitation d'une période initiale de 20 ans et le second, en s'abstenant de délivrer l'ordonnance présidentielle d'approbation du Contrat de 2007 ;
- L'inexécution des obligations contractuelles par la RDC constituent des manquements graves à ses obligations contractuelles, devant justifier la résolution du Contrat de 2007, et celle du Contrat de 2008 aux torts de la RDC, en application de l'article 82 du Décret du 30 juillet 1888 ;
- -Se fondant sur le Rapport Deloitte, DIGOIL a chiffré son préjudice à la somme totale de 617.400.878 USD, se décomposant en 597.847.994 USD, au titre du

manque à gagner calculé selon la méthode des flux de trésorerie actualisés et de 19.552.884 USD, au titre des dépenses engagées ;

- DIGOIL réclame en outre, à être indemnisée de tous les frais et couts relatifs à l'expertise ayant donné lieu au Rapport Deloitte et demande au Tribunal d'assortir toute condamnation d'un intérêt raisonnablement calculé ;

Par sa sentence rendue le 07 novembre 2018, le Tribunal arbitral constitué sous l'égide de la Cour Internationale d'Arbitrage de la Chambre de Commerce Internationale (CCI) a condamné la RDC au paiement de la somme **621.371.482,24 USD** pour non-respect de ses obligations.

## 1.2. Les activités liées au contrat de partage de production

Le contrat de partage de production porte sur deux phases : la phase d'exploration qui inclut entre autres les activités d'évaluation des découvertes d'hydrocarbures dans le but d'en déterminer la commercialité (**a)** et la phase d'exploitation qui inclut notamment les opérations de développement en vue de la production des hydrocarbures (**b)**.

### a. Exploration

Selon l'article 50 du contrat précité, dans cette phase, le contractant a pour obligation de mettre en évidence des gisements d'hydrocarbures à partir des données de prospection et en recourant aux techniques appropriées, y compris le forage. Il détient un droit exclusif, d'une durée de 3 ans à compter de la date d'entrée en vigueur du contrat, sur le lieu d'exploration.

Lorsque le contractant découvre des hydrocarbures, il en informe dans un délai de sept jours, le Ministre des Hydrocarbures. A l'issue de ces travaux, le contractant adresse au Ministre des Hydrocarbures dans un délai de trente jours, un rapport sur la commercialité de la découverte[1].

Le contractant est tenu de réaliser pendant la période initiale, le programme minimum des travaux d'exploration et les budgets y afférents tels que stipulés dans le contrat d'hydrocarbures, et complétés annuellement par les décisions du comité d'opération, au risque de subir la rupture du contrat ou le refus de tout renouvellement[2].

Le contractant, qui fournit la preuve de l'existence d'un gisement commercial d'hydrocarbures sur le bloc couvert par le contrat d'hydrocarbures, dispose du droit d'exploitation du gisement, il soumet, préalablement dans un délai d'un mois, à l'approbation du Ministre des Hydrocarbures, un plan de développement et de production du gisement[3].

[1] Article 54
[2] Article 53
[3] Article 55

Dans un délai de trente jours avant l'expiration de la période d'exploration, le contractant transmet un rapport auprès du Ministre des Hydrocarbures. Les données techniques acquises et annexées au rapport demeurent la propriété exclusive de l'Etat[1].

**b. Exploitation**

Dans cette phase, le contractant extrait des hydrocarbures à des fins commerciales, notamment les opérations de développement, de production ainsi que celles d'abandon de puits et de gisements. Il détient un droit d'exploitation exclusif sur le bloc d'exploitation lui accordé, durant une période ne pouvant excéder vingt ans[2].

Cette phase vise la commercialisation des gisements des hydrocarbures se trouvant sur la superficie couverte par le droit d'exploitation après l'approbation du plan de développement et de production par le Ministre des hydrocarbures[3].

Le contractant entame les opérations de développement au plus tard dans les douze mois de l'approbation du plan de développement et de production. Il réalise les opérations de production du gisement développé dans le respect des exigences environnementales et d'optimisation de la production[4].

En cas de découverte d'hydrocarbures commercialement exploitables, il est notamment appliqué les principes ci-après :

- Les coûts exposés par le contractant visés à l'article133 de la présente loi sont récupérables ;
- La quantité d'hydrocarbures produits en phase d'exploitation est partagée entre l'Etat et le contractant en tenant comptes des couts engagés.

Les modalités de remboursement des coûts et de partage de la production sont fixées par la présente loi et le règlement d'hydrocarbures. C'est-à-dire que l'opération se réalise :

1. Dans le partage de production au prorata des capitaux mise de chacune des parties ;
2. Sous la déclaration des remboursements des couts financiers avant la détermination du résultat fiscal par le cocontractant. Ce dernier est soumis au régime fiscal de droit commun malgré le partage des produits pétroliers déjà opéré.

Au fur et à mesure des opérations de production, le contractant adresse au Ministre des hydrocarbures, un rapport sur le mesurage des hydrocarbures produits, les estimations de la future production, l'état du gisement et des réserves. Il porte à la

[1] Article 58
[2] Article 59
[3] Article 60
[4] Article 64

connaissance du Ministre des Hydrocarbures, la survenance de tous incidents lors des opérations d'exploitation.

## 2. Régime fiscal du contrat de partage de production

Les blocs sont catégorisés en quatre zones fiscales en raison des caractéristiques géologiques et environnementales. Il 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 superficiaire ;
- La taxe de 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.

### a) Du bonus

Le bonus est une prime dont la hauteur est fixée par rapport aux zones fiscales prévues par l'article 124 de la présente Loi. Elle 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.

### b) 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 contrat de partage de production 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 %

### c) De la redevance superficiaire

La redevance superficiaire 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 $Km^2$ équivalent à 100 $ au taux du jour de transaction et, en phase d'exploitation en CDF par $Km^2$ équivalent à 500$ au taux du jour de transaction.

### d) Du profit-oïl

C'est la part résiduelle de la production qui se dégage après le prélèvement des royalties et du cost-oïl, laquelle est partagée entre l'Etat et le contractant, suivant un barème progressif. Toutefois, la part minimale du profit-oïl 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-oïl du contractant, elle est récupérable à 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).

### e) Du Cost-oïl et de l'Excess-oïl

C'est une fraction de la production, allouée à la récupération des coûts engagés par le contractant en phase d'exploration et en phase d'exploitation[1]. Les coûts récupérables sont :

- Les coûts d'exploration ;
- Les coûts de développement ;
- Les coûts d'exploitation ;
- Les coûts opératoires ;
- Les coûts de financement ;

L'ordre de récupération des coûts est défini suivant les critères fixés par le règlement d'hydrocarbures et le contrat. Ne sont pas récupérables[2] :

- Les bonus
- Les coûts encourus avant l'octroi de droits d'hydrocarbures
- Les redevances.

Les coûts sont récupérés sur la production après déduction des royalties dans une limite annuelle en pourcentage appelée cost stop.
La part en pourcentage de la production limitant le niveau de récupération des coûts encourus par le contractant est fonction notamment du niveau du prix du baril sur le marché et du volume cumulé de la production des réserves prouvées.
La hauteur de la part allouée à la récupération des coûts ne peut être supérieure aux taux ci-dessous :

- Pour la zone fiscale A : 55% ;
- Pour la zone fiscale B : 55% ;
- Pour la zone fiscale C : 60% ;
- Pour la zone fiscale D : 65%

[1] Article 130
[2] Article 132

L'excédent du Cost stop sur les coûts récupérables au cours de ta période à laquelle se rapporte le partage de la production, appelé Excess oïl, est partagé entre l'Etat et le contractant. L'Excess oïl est partagé à parts égales entre l'Etat et le contractant.

Le contractant est tenu de contribuer annuellement, notamment[1] :

- À la formation des agents de l'Etat dans le secteur des hydrocarbures ;
- A l'effort d'exploration des bassins sédimentaires ;
- Aux interventions sociales ;
- Au fonctionnement de la banque des données pétrolières et gazières ;
- A la participation de la République Démocratique du Congo aux organisations internationales du secteur des hydrocarbures

Ces contributions sont récupérables au titre des coûts d'exploration ou d'exploitation. La provision pour les interventions sociales visée est constituée chaque année en phase d'exploitation. Elle correspond à 0,5% de la part du profit oïl du contractant. Elle est récupérable au titre des coûts d'exploitation[2].

# 3. Conclusion

Le contrat de partage de production a l'avantage de prévoir que l'état d'accueil reste propriétaire des réservoirs en ayant plus de contrôle sur les ressources naturelles et les avantages de la production sans subir le risque totalement de l'investissement. Ce contrat est particulièrement intéressant pour les pays en développement qui cherchent à exploiter leurs ressources pour le rendement économiquement, financièrement et aux conditions environnemental nationalisé étant donné que donné que ces derniers n'ont pas l'expérience ou l'expertise technique nécessaire pour supporter les charges financières.

Dans ce contrat, le gouvernement reste souvent optimalisé par le concessionnaire prétendument propriétaire des réserves et le concessionnaire au droit d'explorer les réserves et d'en assurer le développement et la production. Tous les risques relatifs à l'exploitation sont atténués par le partage réalisé en amont que la détermination du résultat fiscal, ainsi que les risques induits par une coopération avec une société pétrolière nationale autorisée à participer à l'opération de développement et de production en qualité de propriétaire et/ou de bénéficiaire. Le contractant est également contraint de verser une partie des recettes au pays pétrolier sous forme de redevances une fois la production écoulée. L'entrepreneur doit en outre engager des

[1] Article 137
[2] Article 138.

dépenses de formation destinées au personnel local ainsi que développer les infrastructures du pays pétrolier ; au terme d'avantages comparables.

Parmi les principaux facteurs en faveur qui influent le trait de partage des contrats de partage de production, il y a lieu de retenir une importante perception des recettes dès le premier jour de la production grâce aux mécanismes de partage de production, et le contrôle sur les opérations de production et de commercialisation par l'Etat.

Le prix du transfert, qui est un mécanisme qui par lequel les prix de transactions transfrontalières sont évalués à l'intérieur d'une même société reste diluer le partage de production car la marche de bénéficiaire est garantie en amont de tout abus d'optimalisées du résultat fiscal. Cette notion intervient, par exemple, lorsqu'une société pétrolière locale constituée opérant dans un pays hôte achète des biens et services auprès d'une autre société appartement au même groupe multinational aux prix qui frisent ceux du libre concurrence ou n'est estimé à une valeur juste ou prix du marché et est donc utilisée par la société pour alléger sa charge fiscale dans le pays hôte. (Albert Atangana, 2007 ; Goossens, M., 1997-1998).

Souvent les contrats de partage production comprennent des clauses compromissoires qui insère l'arbitrage international ; dont dans la plupart de contentieux pareille l'Etat hôte se voit souvent condamné à des dommages et intérêts colossaux dont l'exemple sus évoqué DIGOIL.

# 4. Bibliographie

Atangana, A. (2007). *Evolution et Perspectives du Contrôle des Prix de Transfert en Afrique*. Ecole Supérieure de Commerce de Rouen - Mastère Spécialisé Management, Droits des Affaires et Fiscalité.

Bakandeja Wa Mpungu, G. (2009), « *Droit minier et des hydrocarbures en Afrique Centrale*, Bruxelles, Editions Larcier.

Constitution de la République démocratique du Congo (2011), Modifiée par la Loi n° 11/002 du 20 janvier 2011 portant révision de certains articles de la Constitution de la République Démocratique du Congo du 18 février 2006. *Journal Officiel de la République Démocratique du Congo*, Cabinet du Président de la République, Numéro Spécial [52ème Année, Kinshasa - 5 février 2011].

DGI : Direction Générale des Impots (2017), *Rente Pétrolière et son partage*, 2017

Goossens, M. (1997-1998). Définition des Prix de Transfert. Mémoire de DESS de Droit Fiscal et Douanier.

Kola Gonze (2019), *Séminaire des questions approfondies de fiscalité en droit congolais*, notes de cours aux apprenants de l'année 2018-2020, édition 2019.

Loi n° 15/012 du 1 er août 2015 portant régime général des hydrocarbures.

Mapoti Saya Mbongo Monga Molai (2017), *la fiscalité des hydrocarbures en RDC : Analyse critique de deux législations en vigueur ;*

Mbuyu Luyongola, J. (2017), *Droit minier et des hydrocarbures, Kinshasa*, Anjélani.

Mosau Mbomb, G. (2017), *Nouvelle législation congolaise sur les hydrocarbures*, 1ère partie in juriafrique. Consulté à l'adresse : https://juriafrique.com/blog/2017/04/02/nouvelle-legislation-congolaise-sur-les-hydrocarbures-1ere-partie

Pongsiri, N. (2005), *Partnerships in Oil and Gas Production Sharing Contracts*, OGEL, Vol. 3, issue 1, March.

Tabatabaei, S. H. (2018). Les avantages et les inconvénients des contrats buy-back par rapport aux contrats de partage de production. *Revue québécoise de droit international*, 30(1), DOI: https://doi.org/10.7202/1053759ar