

MANNE CACHEE REVELEE DU BLOC III DE LA GRABEN ALBERTINE CONGOLAIS

Rapport d'Analyse des Revenus
Fiscaux et Parafiscaux du Projet Pétrolier
sur le Bloc III du Graben Albertine Congolais

Article 12.8 Le «Contractant» payera à « La RDC », les droits ci-après :

ARTICLE	NATURE	PERIODE	MONTANT EN USD
14-8.1	Bonus de production	A la Signature de l'avenant	4.000.000
14-1.2	Permis d'exploration	A l'octroi du Permis	2.500.000
14-1.3	Renouvellement Permis d'exploration	Au renouvellement	1.250.000
14-1.4	Permis d'exploitation	A l'octroi du Permis	4.000.000
14-1.5	Renouvellement Permis d'exploitation	Au renouvellement	2.000.000
14-1.6	Bonus de production	A la production du premier baril	5.000.000
14-1.7	Bonus de production du dix millionième baril	A la production du dix millionième baril	10.000.000

PROVINCE DE L'ITURI TERRITOIRE D'IRUMU
PROJET SOCIÉTAL
Financement: TOTAL
CONSTRUCTION ET EQUIPEMENT DE L'ÉP
KAMAPONDI A ZUNGULUKA
Durée des travaux: 6 MOIS Févr.-Août 2016

Ce rapport est rendu possible par le soutien généreux du peuple américain à travers l'US Agency for International Development (USAID) et le Department of State des Etats Unis d'Amérique, en collaboration avec le Centre Carter. Le contenu de ce rapport ne reflète pas forcément les avis du Centre Carter Maître d'ouvrage délégué du Gouvernement RDC.



**MANNE CACHEE REVELEE DU BLOC III DU GRABEN ALBERTINE
CONGOLAIS**

ANALYSE DES REVENUS FISCAUX ET PARAFISCAUX DU PROJET
PETROLIER DU BLOC III DU GRABEN ALBERTINE CONGOLAIS

MARS 2018

TABLE DES MATIERES

REMERCIEMENTS.....	i
ABREVIATIONS ET SIGLES.....	iii
RESUME EXECUTIF.....	v
RECOMMANDATIONS	viii
I. INTRODUCTION	1
I.1. CONTEXTE ET ENJEUX FISCAUX.....	1
I.1. a. L’accessibilité aux documents liés au projet	2
I.1. b. La viabilité du projet	2
I.1. c. La contribution économique	2
I.1. d. La gestion des revenus pétroliers	3
I.1. e. La sécuritaire.....	3
I.2. CHOIX DU PROJET.....	3
I.4. METHODOLOGIE.....	4
II HISTORIQUE DU PROJET	6
II.1. Brève historique de Recherche pétrolière dans le Graben Albertine. ...	6
II.2. Description du projet	7
II.2.a. Situation géographique du bloc III	7
II.2.b. Evolution du partenariat	7
II.3. LES ACTEURS IMPLIQUÉS DANS LE PROJET.....	10
II.3.a. TABLEAU DES ACTEURS IMPLIQUÉS DANS LE PROJET	10
II.3.b. ORGANIGRAMME	14
III. RESSOURCES ET RESERVES PETROLIERES.....	15
III. TABLEAU D’ESTIMATION DES RESSOURCES NETTES.....	16
IV FINANCEMENT DU PROJET	16
V. CADRE LEGAL DE LA FISCALITE DU PROJET PETROLIER DU BLOC III DE.....	17
V.1. ANALYSE DES CONTRATS LIES AU PROJET PETROLIER BLOC III.	18
V.2. CATALOGUES DES OBLIGATIONS FISCALES ET PARAFISCALES	19
VI ESTIMATION DE FLUX FISCAUX ET/OU PARAFISCAUX.....	24
VI.1. Redevance Superficiare (RS)	25
VI.2. Royalties.....	30

VI.3. INTERVENTIONS SOCIALES	34
VI.4. CONTRIBUTION A L'EFFORT POUR L'EXPLORATION DE LA CUVETTE CENTRALE.....	37
VI.5. FRAIS DE FORMATION DE CADRE CONGOLAIS.....	40
VI.6. BONUS DE RENOUVELLEMENT DU PERMIS D'EXPLORATION.....	44
VI.7. BONUS DE PRODUCTION.....	45
LA CASCADE FISCALE.....	47
TABLEAU SYTNHESE DES ESTIMATIONS ET VERIFICATION.....	48
VII. RISQUES POTENTIELS ET PROBLÈMES ANALYSÉS	50
VII.1. REDEVANCE SUPERFICIAIRE.....	50
VII.2. ROYALTIES	51
VII.3. BONUS DE RENOUVELLEMENT DE PERMIS D'EXPLORATION.....	51
VII.4. BONUS DE PRODUCTION.....	52
VII.5. INTERVENTIONS SOCIALES	53
VII.6. CONTRIBUTION A L'EFFORT POUR L'EXPLORATION DE LA CUVETTE CENTRALE.....	56
VII.8. DIVULGATION DES CONTRATS, AVENANTS ET AUTRES DOCUMENTS.....	58
VII.9. SECURITE ET ACCESSIBILITE AU BLOC III.....	59
VIII CONCLUSION	60
IX BIBLIOGRAPHIE	62
ANNEXE 1	65
ANNEXE 2.....	67
ANNEXE 3.....	68

REMERCIEMENTS

Le présent travail est le fruit de concours de plusieurs personnes qui méritent bien la gratitude du Cadre de Concertation de la société civile de l'Ituri sur les Ressources naturelles, CdC/RN en sigle.

D'abord, nos remerciements s'adressent à tous les membres du Conseil d'Administration du CdC/RN, nous citons Eric MONGO MALOLO (Président), Abbé Alfred NDRABU BUJU (Vice-président), Jean-Pierre BASEGERE NDAHURA, Jacqueline DZ'JU MALOSI et Noëlla UCANDA NYALOKA (tous membres) pour leur appui, conseil et encadrement pour le bon fonctionnement du CdC/RN en général et dans la réalisation de la présente étude en particulier. Le même sentiment de gratitude s'adresse à toutes les organisations membres du CdC/RN.

Ensuite le CdC/RN adresse également ses remerciements à toute l'équipe du Programme Gouvernance des Industries Extractives du Centre Carter d'une manière générale à travers son Directeur Erik KENNES, et spécifiquement à l'équipe d'appui technique de la présente étude, à savoir Baby MATABISHI, Boniface UMPULA, Nicole MANDESI pour leur disponibilité dans l'accompagnement de l'équipe de recherche tout au long de la réalisation de la présente étude.

En outre, nos particulières gratitudes s'adressent à toute l'équipe de recherche composée de Jimmy MUNGURIEK UFOY (Secrétaire permanent et Coordonnateur de la recherche), Dieudonné PALUKU KASONIA (chargé de programme et Point focal de la recherche), Safi LUSSI MUGHERA, La Joie BIRUNGI FURAHA, Patience MONGO TANAY, Dorcas IMANI NGABUSI et Mireille MAVE KAMBONESA pour leur dévouement et engagement dans la réalisation de la présente étude.

Enfin, nous pensons à toutes les personnes qui ont accepté de nous fournir des informations constituant le contenu de la présente étude. Nous pensons ainsi aux leaders communautaires, aux membres du Comité de Concertation pour la région du bloc III du Graben Albertine, à la Société Nationale des

Hydrocarbures du Congo, à l'entreprise TOTAL E&P RDC et aux institutions étatiques à différents niveaux (local, provincial et national).

ABREVIATIONS ET SIGLES

ADF : Allied Democratic Forces

BBL : Baril

Art : Article

CPP : Contrat de Partage de Production

COHYDRO : La Congolaise des Hydrocarbures

CdC/RN : Cadre de Concertation des Ressources Naturelles

DIG Oil: Divine Inspiration Group oil

DDI : Droit de Douane à l'Importation

DGRAD : Direction Générale de Recettes Administratives, judiciaires, domaniales et de Participation

EPE : Entreprise du Portefeuille de l'Etat

ETDs : Entités Territoriales Décentralisées

EITI : Extractives Industries Transparency Initiative

FRPI : Front de Résistance Patriotique de l'Ituri

ITIE-RDC : Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives en République Démocratique du Congo

IBP : Impôt sur les Bénéfices et Profits

IER : Impôt Exceptionnel sur la Rémunération des Expatriés

IPR : Impôt Professionnel sur les Rémunérations

JOA : Joint Operating Agreement (Contrat d'Opération Conjointe)

JV : Joint-Venture (Contrat d'association)

Km² : Kilomètre Carré

MIOC : Muanda International Oil Compagny

MMBOE : Million de Barils

PDD : Plan de Développement Durable

PDL : Plan de Développement Local

PGIE : Programme Gouvernance des Industries Extractives

PERENCOREP : Peredo Energy Corporation - Recherche et Exploitation Pétrolière

RDC : République Démocratique du Congo

SAC Oil : South Africa Congo Oil

SGH : Secrétariat Général du ministère des Hydrocarbures

S.T : Secrétariat Technique

SONAHYDROC : Société Nationale des Hydrocarbures du Congo

USD/\$: Dollars des Etats-Unis d'Amérique

% : Pourcentage

X : Multiplication

N° : Numéro

1^{er} : Premier

RESUME EXECUTIF

De novembre 2016 à février 2018, le Cadre de Concertation de la Société Civile de l'Ituri (CdC/RN), appuyé par le Centre Carter, a mené une étude fiscale. Le focus de cette étude est l'analyse de la contribution des revenus fiscaux et parafiscaux du projet pétrolier du bloc III du Graben Albertine sur le budget de l'Etat et la vie de la population depuis la signature du CPP en décembre 2007 jusqu'en décembre 2017.

Situé au Nord-Est de la RDC à cheval entre la province de l'Ituri et celle du Nord-Kivu, le bloc III, avec une superficie de 3177 Km² est parmi les 5 blocs qui composent le Graben Albertine.

Les activités pétrolières dans le bloc III ont débuté en 2007 avec la signature du contrat de partage de production(CPP) entre la RDC et l'Association SAC Oil et la SONAHYDROC. Le rôle d'opérateur du bloc fut attribué pour la première fois à Semliki Energy SARL, et par la suite à Total E&P RDC avec l'entrée du Groupe Total dans le projet en 2011.

Le Contrat de 2007 fixait la période d'exploration à 5 ans renouvelables 2 fois. Or, le Permis d'exploration n'a été octroyé qu'en 2012, soit 5 ans après la signature du CPP. Ainsi, le 1^{er} renouvellement devrait intervenir en janvier 2018 et le second interviendrait logiquement en 2022. Toutefois, entre 2012 et 2018, il y a eu deux extensions dudit Permis, respectivement en 2012 et 2015.

Par ailleurs, le CPP du 04 Décembre 2007 a subi par la suite des modifications apportées notamment par l'Avenant n°1 du 26 mai 2010 et l'Avenant n°2 du 27 décembre 2011. Dans l'Avenant n°1, plusieurs flux ont vu leurs taux revus à la hausse par rapport au CPP de 2007, tandis que l'Avenant n°2 n'étant pas en public, son contenu reste inconnu.

Il est à noter que si l'Etat a décidé d'attribuer le bloc III aux investisseurs privés pour son exploitation, c'est entre autre parce qu'il attend percevoir les revenus que cette exploitation générera. Ainsi, la présente étude tente de répondre à la question de savoir si le projet d'exploitation des hydrocarbures

sur le bloc pétrolier III du Graben Albertine est bénéfique à la fois à l'Etat congolais et à la population locale. Elle présente les estimations des revenus que ce projet procure, aurait pu procurer ou pourrait procurer à l'Etat congolais en général et en particulier aux ETDs de la zone d'exploitation.

L'étude n'a pas analysé tous les flux contenus dans la loi ou CPP, mais s'est limité à 7 flux en tenant compte soit de leur ampleur, soit leur significativité, soit encore leur importance ou contribution directe au budget de l'Etat et au développement des entités/populations affectées par cette exploitation. Il s'agit des flux suivants : redevance superficielle, royalties, intervention sociale, contribution à l'effort pour l'exploration de la Cuvette Centrale, frais de formation des cadres congolais, bonus de renouvellement du permis d'exploration et bonus de production.

En somme, l'étude a démontré un décalage considérable entre les taux fixés dans le CPP de 2007 et l'Avenant n°1. Sous le CPP de 2007, il y a eu une forte minimisation desdits taux alors que dans l'Avenant n°1, ces taux ont été sensiblement majorés, voire 5 ou 10 fois plus pour certains flux.

L'activité pétrolière dans le bloc III présente certains risques qu'il faille prendre en considération. Il s'agit notamment de :

- l'opacité du projet suite à la non publication des documents importants encadrant le projet, notamment l'Avenant n°2 et les différents rapports liés audit projet ;
- la sous-estimation ou surestimation de l'assiette et la fluctuation du prix de baril dans le calcul de royalties à payer à l'Etat ;
- la prolongation de la durée d'exploration due au contexte climatique incertain dans la région, caractérisé par des inondations dans la plaine, qui par conséquent, retarde la phase d'exploitation ainsi que la perception des revenus des certains flux importants payables pendant cette phase (royalties, Impôt sur le bénéfice et profit...)

- le non-paiement de bonus de renouvellement du Permis d'exploration qui est de 1 250 000\$/renouvellement à cause de son extension au lieu de son renouvellement comme le prévoit le CPP et la loi;
- le faible taux et qualité de réalisations sociales par rapport aux montants y alloués;
- le non paiements des frais de réalisations sociales pour les années supplémentaires d'exploration de l'ordre de plus ou moins 5 500 000\$;
- l'opacité dans la procédure d'appel d'offre tendant à sélectionner les sous-traitants pour les réalisations sociales ;
- la non transparence et redevabilité vis-à-vis des bénéficiaires des projets sociaux ;
- l'opacité dans la gestion et l'affectation des revenus de certains flux comme 1 000 000\$ des Frais de formation des cadres congolais sur dix années et 4 200 000 de la Contribution à l'effort pour l'exploration de la Cuvette Centrale aussi sur une période de 10 ans ;
- la persistance de l'insécurité qui tirerait à longueur les activités.

L'étude est sanctionnée par une liste des recommandations adressées aux différents acteurs impliqués dans la gestion du secteur pour pouvoir remédier aux risques relevés ainsi que les facteurs pouvant aggraver ces risques.

RECOMMANDATIONS

Au Ministre des hydrocarbures

- Rendre opérationnel, actif et à jour le site internet du Ministère des hydrocarbures ;
- Publier sur son site internet tous les documents relatifs au projet bloc III, notamment l'Avenant n°2, les actes réglementaires approuvant les différents CPP et ceux portant différentes extensions des Permis d'exploration ;
- Créer, à l'instar du Cadastre minier, un Cadastre pétrolier pour la gestion des Titres pétroliers ;
- Réviser la Circulaire portant réglementation des Comités de concertation en vue de l'adapter aux réalités du terrain (mandat des membres, procédure d'approbation des projets à réaliser, la représentativité des entités...) ;
- Renforcer la capacité des délégués des communautés locales participants dans le Comité de Concertation en vue de leur efficacité face aux enjeux de sélection, suivi et évaluation des réalisations sociales ;
- Veiller au respect par l'opérateur des dispositions relatives au renouvellement de permis d'exploration ;
- Pousser l'opérateur à clôturer l'exploration et à passer à la production pour percevoir les revenus liés à cette dernière phase ;
- Céder la participation de l'Etat dans le bloc III à la SONAHYDROC conformément à la loi¹ ;
- Transférer la perception et la gestion des frais de Contributions à l'effort pour l'exploration de la Cuvette Centrale à la SONAHYDROC, afin de lui permettre de réaliser conformément au Règlement d'Hydrocarbures de 2016, les activités exploratoires pour lesquelles ces fonds sont alloués.

¹ Avec la transformation de la SONAHYDROC en société commerciale, l'Etat a récupéré la participation de cette dernière dans le bloc III. Or la loi de 2015, à son article 14 donne à la SONAHYDROC le rôle de le représenter dans le secteur. D'où, l'Etat ne doit pas intervenir directement, mais plutôt à travers la SONAHYDROC.

Au Ministre de la Défense et au Ministre de l'Intérieur

- Restaurer l'autorité de l'Etat dans la zone d'exploitation par l'anéantissement des groupes armés encore actifs afin de permettre l'évolution rapide des travaux pétroliers.

Au Secrétariat Général des Hydrocarbures

- Rendre public sa politique en matière de formation des cadres congolais, l'affectation des revenus y afférents et la statistique des personnes formées ;
- Renforcer la capacité des cadres de ministère des hydrocarbures au niveau de la province de l'Ituri pour les rendre efficaces face aux enjeux d'exploitation pétrolière dans le Graben Albertine ;
- Rendre public et accessible l'information sur l'affectation des revenus issus jusqu'à présent des Contributions à l'effort pour l'exploration de la Cuvette Centrale ;
- Publier périodiquement à travers le site internet du ministère des Hydrocarbures les résultats des activités de prospection et exploration des bassins sédimentaires congolais (en attendant son transfert à la SONAHYDROC).

A l'opérateur (TOTAL E&P RDC)

- Créer son site internet pour y poster les informations relatives à ses activités en RDC en vue d'en assurer la transparence ;
- Publier régulièrement le programme de ses activités dans le bloc III à travers ses rapports périodiques en vue d'en faciliter le suivi ;
- Produire une étude de faisabilité qui tient compte des conditions climatiques de la région afin de permettre le passage rapide de l'exploration à l'exploitation ;
- Rendre public son Plan de Développement Durable pour le projet bloc III dans le but de permettre le suivi de ses investissements sociaux ;
- Rendre public son mécanisme de collaboration avec les sous-traitants notamment la procédure d'appel d'offre et les montant déjà investis

et/ou à investir dans les réalisations sociales afin d'assurer sa transparence et sa redevabilité

Prendre en compte les desideratas des communautés locales dans le cadre des réalisations sociales pour que le programme de développement durable reflète les besoins réels de la communauté ;

Créer un mécanisme indépendant de contrevérification des réalisations sociales pour assurer leur effectivité, qualité et durabilité.

Au Gouvernement provincial et les ETDs situés dans le bloc III

- Elaborer de manière participative leurs plans de développement et les mécanismes de leur suivi ;
- Evaluer périodiquement les réalisations sociales effectuées dans le bloc III et formuler des recommandations le cas échéant pour s'assurer que ces dernières contribuent efficacement à l'amélioration des conditions de vie des communautés ;
- Créer sur le site internet de la province de l'Ituri, un onglet pour les informations relatives aux ressources naturelles.

Au Comité de Concertation

- Convenir avec les leaders communautaires et les bénéficiaires, des mécanismes de redevabilité sur la gestion des réalisations sociales (identification, attribution des marchés, réception des infrastructures...) en vue de leur appropriation par ces derniers ;
- Produire et publier trimestriellement sur site internet de la province les rapports d'avancement de travaux liés aux réalisations sociales.

I. INTRODUCTION

I.1. CONTEXTE ET ENJEUX FISCAUX

La République Démocratique du Congo est l'un des pays du monde à potentiel important en hydrocarbures, mais dont les réserves économiquement exploitables restent encore faiblement maîtrisées par l'Etat. A ce jour, ce potentiel est partiellement exploité dans le territoire côtier de Muanda où il y a déjà la production, tandis que tous les autres gisements sont soit sous exploration, soit non encore attribués. Parmi les gisements sous explorations se trouve entre autre le bloc pétrolier III du Graben Albertine, lequel fait objet de notre étude.

En effet, les activités pétrolières dans ce bloc ont commencé avec la signature du Contrat de Partage de Production du 04 décembre 2007 entre l'Etat congolais et l'association South Africa Congo Oil, SAC Oil en sigle, une entreprise d'origine Sud-Africaine et la Congolaise des hydrocarbures, Cohydro en sigle, une entreprise du Portefeuille de l'Etat congolais. Cette dernière (Cohydro), ayant été transformée en société commerciale depuis 2009² s'est vu retiré ses actions en faveur de l'Etat congolais, actionnaire unique³. Les derniers indices de la campagne sismique réalisée sur ce bloc datant de fin 2014 ont indiqué que le bloc regorge des réserves importantes en hydrocarbures allant de 7 à 32 MMBOE⁴. Cela laisse entrevoir que le bloc va constituer un des grands projets pétroliers du pays en termes de production, en vertu de l'importance de ses réserves en hydrocarbures et de la taille de l'investissement qu'il requiert pour son développement. Ceci revient à dire que le projet sur le bloc III, constitue une grande opportunité à la fois pour la République Démocratique du Congo toute entière, en ce sens qu'il va constituer pour elle un des principaux moyens pour alimenter sa caisse

² Annexe I au Décret n° 09/12 du 24 avril 2009 établissant la liste des entreprises publiques transformées en sociétés commerciales, établissements publics et services publics.

³³ Entretien du 09 février 2018 avec le Directeur en charge de l'exploration et production à la Sonahydroc (Voir aussi TOTAL E&P RDC, Etude d'impact environnemental et sociétal – Résumé non technique, 2014, p.1)

⁴ TOTAL E&P RDC, Etude d'impact environnemental et sociétal – Résumé non technique, 2014, p.1

(Trésor publique). Et aussi pour sa population parce que devant non seulement soutenir les projets sociaux d'intérêts communautaires en faveur de la population, mais aussi contribuer à résorber le chômage et booster l'économie locale si son exploitation se fait de manière optimale et responsable.

Plusieurs facteurs influenceraient soit positivement, soit négativement l'investissement pétrolier dans le bloc III, notamment l'accès aux documents liés au projet, la viabilité du projet, la gestion des revenus pétroliers et la sécurité dans la zone d'exploitation.

I.1. a. L'accessibilité aux documents liés au projet

L'accès à certains documents ont permis d'avoir des informations fiscales liés au projet. Il s'agit notamment de CPP du 04 décembre 2007 entre la RDC et l'association SAC Oil - Cohydro, l'Avenant n° 1 à ce CPP, les rapports annuels de SAC Oil et TOTAL SA. Par contre, d'autres documents ont été inaccessibles et n'ont pas permis d'avoir des renseignements fiscaux recherchés. Il s'agit entre autre de l'Avenant n° 2 au contrat de 2007, les rapports périodiques des opérateurs... Cette inaccessibilité ne garantit pas la transparence du projet pétrolier du bloc III et fait obstruction à la disposition obligeant la publication des contrats ayant pour objet ressources naturelles.

I.1. b. La viabilité du projet

Certains facteurs constitueraient l'assurance de la viabilité du projet en étude. Il s'agit notamment du potentiel pétrolier dans le bloc III, laquelle s'est concrétisé par la signature du CPP sur ledit bloc ; la réputation, l'expérience, capacité technique et financière ainsi que l'intérêt des acteurs opérant ce bloc.

I.1. c. La contribution économique

Le projet bloc III constitue une opportunité économique à plusieurs niveaux : contribution au budget de l'Etat, au développement des communautés locales, création d'emploi, amélioration des infrastructures d'intérêt communautaire...

I.1. d. La gestion des revenus pétroliers

La Constitution ainsi que divers autres textes législatifs et réglementaires prévoient le mécanisme de répartition des revenus entre l'Etat et les entités infranationales. Il permet alors à tous les démembrements de l'Etat de bénéficier des revenus générés par l'exploitation pétrolière. Il y a lieu de citer spécifiquement l'article 221 de la loi des Finances publiques de 2011 qui consacre l'allocation de 10% des revenus pétroliers aux provinces productrices. Cependant, d'une manière générale, il se poserait le problème de transparence dans l'affectation de ces revenus par l'Etat au niveau central et d'autres entités ou bénéficiaires de ces revenus. Ce qui fait transparaître un très faible impact économique-social des revenus du secteur pétrolier.

I.1. e. La sécuritaire

L'insécurité occasionnée par la présence et l'activisme des groupes armés dans certaines parties du bloc III, crée l'incertitude sur le déroulement normal des activités du projet. Elle ne favorise pas non plus l'accès facile dans le bloc, non seulement aux investisseurs, mais aussi aux personnes chargées de faire le suivi de la mise en œuvre du Plan de Gestion Environnemental et Sociétal du projet.

I.2. CHOIX DU PROJET

Comme il a été dit plus haut, le Graben Albertine est composé de 5 blocs pétroliers. Le choix de notre analyse a porté sur le bloc III. En effet, trois facteurs importants ont influencé ce choix :

- Ce bloc est le seul sur les 5 blocs du Graben Albertine dans lequel les activités d'exploration ont suffisamment avancé à ce jour, et indiquent des indices intéressants en termes de réserves en hydrocarbures dont regorge le gisement, et qui requiert un investissement important pour son exploitation ;
- L'intérêt accordé par des grandes entreprises au renommé mondial dans le domaine pétrolier à l'instar du Groupe Total pour financer son exploitation respectivement en 2007 et 2011 ;
- le fait que déjà en étant dans la phase d'explorations, ce projet contribue à l'économie nationale notamment par le paiement de certaines taxes

importantes de fois même anticipativement, création des emplois, construction des infrastructures socio-économiques de base...

I.3. OBJECTIF DE LA RECHERCHE

La présente étude a pour objectif d'une part, d'analyser les revenus fiscaux et parafiscaux du projet pétrolier sur le bloc III du Graben Albertine afin d'identifier les risques et les facteurs pouvant les aggraver et/ou les atténuer ainsi que l'incidence de ces flux sur l'économie nationale et locale en phase exploratoire et en phase de production. D'autre part, l'étude vise à éclairer l'opinion publique en générale et plus particulièrement, celle résidant dans le bloc III sur les paiements effectués ou à effectuer par Total E&P RDC dans le cadre dudit projet en faveur de l'Etat congolais et de sa population.

I.4. METHODOLOGIE

Cette recherche a été guidée par les méthodes analytique et comparative.

La méthode analytique a permis d'analyser et interpréter les données des différents documents relatifs au projet pétrolier sur le bloc III, en vue de dégager la contribution des revenus fiscaux ou parafiscaux. Il s'agit de Contrats de Partage de Production, l'Avenant n° 1, les différents rapports ITIE-RDC de 2007-2015, les rapports annuels et boursiers de Total SA et SAC Oil, Ordonnance- loi de 1981 sur les mines et les hydrocarbures, la loi de 2015 portant régime général des hydrocarbures, le Règlement d'hydrocarbures de 2016, le code général des impôts, le Décret portant obligation de publier les contrats ayant pour objet ressources naturelles, des articles de presses et rapports des institutions nationales et internationales en rapport avec le bloc...

La méthode comparative a permis de comparer les estimations faites sur base de la loi, le CPP et les Avenants aux déclarations des paiements contenues dans les différents rapports ITIE-RDC. Cette méthode a par la suite permis de confirmer ou infirmer les paiements des flux fiscaux ou parafiscaux du projet bloc III, leurs taux et leurs régularités.

Ces deux méthodes ont été soutenues par les techniques documentaire et interview, lesquelles ont facilitées la récolte des informations ou données liées au bloc III. Les interviews et entretiens ont été faits notamment avec les bénéficiaires des réalisations sociales, les autorités politico-administratives au niveau national, provincial et local du secteur des hydrocarbures ou intervenant d'une manière ou d'une autre dans ledit secteur, et les agents de l'entreprise opératrice TOTAL E&P RDC.

Etant donné que la recherche a porté sur la fiscalité des projets pétroliers qui est une thématique complexe et quasiment nouvelle pour la société civile en général, elle a été appuyée techniquement par l'équipe « Revenues & EITI » du Programme Gouvernance des Industries Extractives (PGIE) du Centre Carter. Cet appui a consisté en une série de formations données à l'intention des chercheurs sur huit modules de formation développés par TCC sur la fiscalité pétrolière en RDC. Cet appui a permis aux chercheurs composés d'un juriste, deux économistes, trois techniciennes de développement rural et une environnementaliste de récolter les données, les analyser et rédiger le présent rapport pendant une période de 15 mois, allant de novembre 2016 au février 2018.

II HISTORIQUE DU PROJET

II.1. Brève historique de Recherche pétrolière dans le Graben Albertine.

La partie Est de la RDC, appelée également « rift valley Congolais » constitue le bassin du lac Albert autrement appelé Graben Albertine⁵. La recherche du pétrole dans cette zone a commencé le 10 juin 2002 par la signature d'un accord entre le gouvernement congolais et Heritage oil, une firme pétrolière britannique basée à Londres. Elle couvrait au départ 30 000 Km² et constituait ce que l'Etat congolais a subdivisé aujourd'hui en 5 blocs pétroliers dont le bloc III en fait partie. Le 13 septembre 2006, après la division de Graben Albertine en 5 blocs pétroliers, Heritage Oil et Tullow Oil ont signé un accord de partage de production avec le gouvernement de la RDC sur la zone riveraine du lac Albert pour prendre les blocs I et II. En 2007, le gouvernement de la RDC résilie le contrat avec Tullow Oil dans le bloc I et lui attribue le bloc II en 2008. Le bloc I fut attribué à un consortium des compagnies Sud-africaines dirigées par Petro SA, une compagnie de l'Etat Sud-africain. La partie bloc III fut accordée à SAC Oil, une autre compagnie Sud-africaine et le bloc V situé au Sud du lac Edouard à la société Dominion Petroleum. Une année après, Dominion Petroleum entre en Joint Operating Agreement avec SOCO et le bloc IV était encore libre⁶.

Les dépôts bruts des hydrocarbures ou l'estimation de ressources brutes des hydrocarbures dans le Graben Albertine du côté ougandais étaient estimés à 6,5 milliards de barils et certains experts estimaient que la partie de la RDC pourrait avoir une quantité similaire⁷.

Notre étude n'aborde pas tous les blocs du Graben Albertine, mais se focalise sur le bloc III.

⁵ Pole Institute, *Hydrocarbures dans le rift Abertine: opportunités de développement ou risques d'instabilité? Promouvoir la coopération et la stabilité régionale grâce aux ressources transfrontalières*, Janvier 2014, page. 29.

⁶ Hydrocarbures dans le rift Abertine: opportunités de développement ou risques d'instabilité? Promouvoir la coopération et la stabilité régionale grâce aux ressources transfrontalières, Pole Institute, Janvier 2014, pag. 32

⁷ <https://savevirunga.com/mapping-oil-threat/block-iii-last-update/> et <http://www.petroleumafrica.com/sacoil-updates-drc-and-nigeria-activities/>

II.2. Description du projet

II.2.a. Situation géographique du bloc III

Situé au sud du lac Albert, le bloc III constitue un site d'une superficie de 3177 kilomètres carrés⁸, et dont le tiers de la superficie est couvert par le Parc de Virunga⁹. Il est à cheval entre la province de l'Ituri et celle du Nord-Kivu. Il est limité au Nord par le bloc II, au Sud par le bloc IV et à l'Est par l'Ouganda¹⁰. Six entités territoriales décentralisées du territoire d'Irumu se trouvent dans le périmètre du bloc III, il s'agit de Bahema Boga, Bahema Mitego, Bahema Sud, Walendu Bindi, Banyali Tchabi et Walese Vonkoutu. Du côté Nord Kivu, il touche le groupement Kainama, dans le territoire de Beni-Mbau¹¹.

Le bloc III a le climat équatorial humide, lequel entraîne des précipitations importantes comprises entre 1 200 et 1 700 mm par an, dont la majeure partie est enregistrée au cours de la saison des pluies. L'eau souterraine est peu profonde et affleure la surface, particulièrement en plaine¹².

II.2.b. Evolution du partenariat

Le projet pétrolier dans le bloc III tire son origine d'un « Contrat de Partage de Production » entre la République Démocratique du Congo d'une part et l'association « South Africa Congo Oil » (SAC oil) et la congolaise des hydrocarbures(Cohydro) d'autre part, signé en décembre 2007. Il a pour objet l'attribution de droit de la reconnaissance, d'exploration et d'exploitation. Dans la constitution de l'Association, SAC Oil détient 85% de parts et Cohydro 15% de parts¹³. Notons également que les 85% ne sont pas détenus uniquement par SAC Oil, mais conjointement avec son partenaire Divine

⁸ www.eforaenergy/operations/drc-bloc-iii/?id=28

⁹ TOTAL E&P RDC, *Etude d'Impact Environnemental et Sociétal en un mot, campagne d'acquisition technique*, février 2014, p. 2

¹⁰ Fefred Relief Wildlife « la découverte du pétrole dans le graben albetine : défis, enjeux et perspective economico-environnementales », 2011, p13

¹¹ (Etude de pact environnemental et sociétale, en un mot-février 2014, p5 (à améliorer : Etude d'Impacts environnementale et sociale)

¹² TOTAL E&P RDC, *Etude d'impact environnemental et sociétal-résumé non technique*, février 2014, p. 6

¹³ Article 15.3 du Contrat de Partage de Production entre la RDC et l'Association SAC Oil et la Cohydro de juin 2007.

Inspiration Group Oil (DIG Oil). SAC Oil et DIG Oil donnèrent le rôle d'opérateur à leur filiale Semliki Energy SARL.

En mai 2010, les parties ont convenus de porter des modifications au CPP de décembre 2007. Elles furent consignées dans le document dit « Avenant n° 1 » audit CPP. Au cours de la même année, le partenariat a subi une autre modification à travers le retrait par l'Etat des actions de la Cohydro parce que cette dernière étant transformée en société commerciale¹⁴.

En mars 2011, le géant pétrolier français TOTAL SA soumet pour le bloc un programme d'exploitation de 30 millions de dollars américains. Ainsi, en Août 2011, SAC Oil et DIG Oil partie majoritaire à 85% dans le bloc III décident de vendre 60 % de leurs parts à « Total SA »¹⁵. La situation de partenariat dans le bloc III se présente alors de la manière suivante : Total 60% de parts sociales, SAC Oil 12.5% de parts sociales, DIG Oil 12.5% de parts et l'Etat congolais 15% de parts sociales.

Le 17 Janvier 2012, SAC oil et DIG Oil se sont fait représenté directement dans le bloc III par Semliki Energy SARL à 25% (dont 12.5% de SAC Oil et 12.5% de DIG Oil)¹⁶. Et la suite de partenariat dans le bloc III devint 60% de parts sociales pour Total SA, 25% de parts sociales pour Semliki Energy SARL et 15% de parts sociales pour l'Etat congolais. DIG Oil procéda par la suite au remboursement de dépenses pétrolières liées à l'exploration effectuées par SAC Oil, ce qui poussa DIG oil à vendre une partie de ses parts sociales qu'il détenait dans Semliki Energy à SAC Oil¹⁷. Ceci ramène la part de SAC Oil à 19,2% et DIG Oil garde 5,8% dans Semliki Energy. SAC Oil à son tour décida de vendre 6,7% de ses parts sociales à Total SA. Ces événements modifièrent le partenariat direct dans le bloc III de la manière suivante pour les parts sociales : Total SA 66.7%, Semliki Energy SARL 18.3% et l'Etat congolais 15%.

¹⁴ Entretien de membres de l'équipe de recherche avec le Directeur chargé exploration et exploitation du 08 Février 2018

¹⁵Total to get to work on Congo block, upstream online, 17 january 2012

¹⁶ Rapport boursier de Sac Oil 2012

¹⁷ Idem

En 2013 SAC Oil cherche aussi une représentation directe dans le partenariat du projet pétrolier sur le bloc III avec une participation de 12.5%. Ce qui fait que la participation directe de 18.3% de Semliki Energy SARL dans le bloc III revient à 5.87 %. Les parts sociales de 5.8% de Semliki SARL sont indirectement détenues par DIG Oil à 32% et par RDK Mining (PTY) LTD à 68%. Ce dernier qui contrôle Semliki oil SA à 68% est une filiale contrôlée par SAC Oil (PTY) LTD à 100% qui à son tour est une filiale de SAC Oil. La situation de partenariat dans le bloc III devient, Total SA détient 66.7% de parts sociales, SAC Oil DRC SARL 12.5%, Semliki SARL 5.87% et l'Etat congolais 15%¹⁸.

La situation actuelle de partenariat direct dans le bloc III reste la même qu'en 2013.

Suite à des différentes mutations ci-haut constatés, les Contractants ont décidé de nommer Total E&P RDC, comme opérateur, filiale de Total SA qui détient une participation majoritaire de 66,7%.

Notons que cette dernière est coté aux bourses de Londres, de Paris, de New York, de Bruxelles et de Moscou¹⁹.

¹⁸ le Sac oil holding-total gets Congo presidential ordinance, Moneyweb, 17 january 2012.

¹⁹ Total SA annuel report form 2015, pag.47,54, 140.

II.3. LES ACTEURS IMPLIQUÉS DANS LE PROJET

II.3.a. TABLEAU DES ACTEURS IMPLIQUÉS DANS LE PROJET

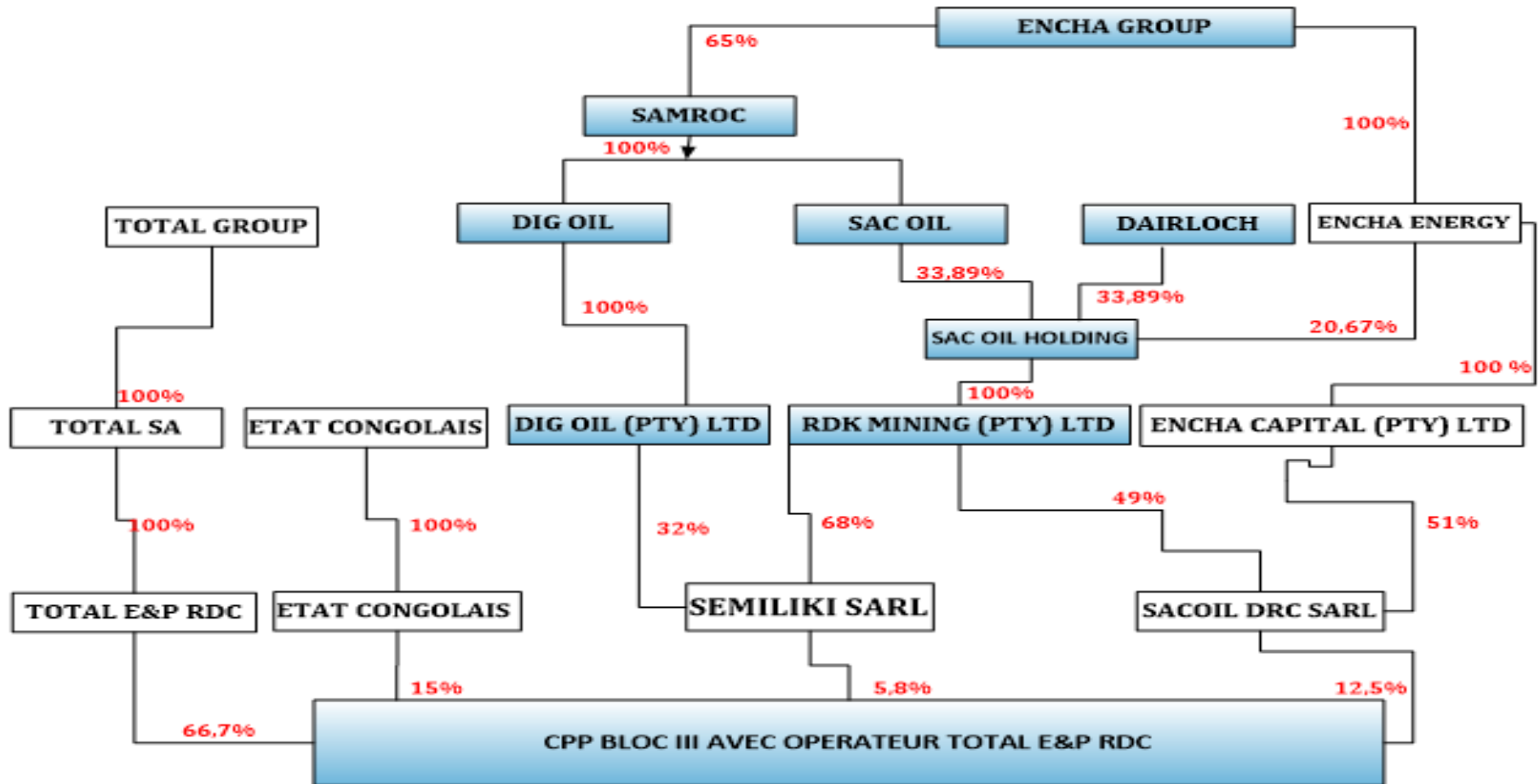
Raison Sociale	Nationalité	Profils	% de participation dans le capital
Sociétés mères au projet bloc III			
TOTAL GROUP	Française	Entreprise pétrolière avec siège à Paris, coté en bourse de Londres, Paris, Moscou, New York, Bruxelles.	100
ENCHA GROUP	Sud-Africaine	Entreprise pétrolière avec siège à Johannesburg, coté en bourse de Johannesburg (JSE)	100
ENCHA ENERGY	Sud-Africaine	Entreprise pétrolière avec siège à Johannesburg, coté en bourse de Johannesburg (JSE)	100
GAIROLOCH	Sud-Africaine	Entreprise pétrolière avec siège à	33,89

		Johannesburg, coté en bourse de Johannesburg (JSE)	
SAMROC	Sud- Africaine	Entreprise pétrolière avec siège à Johannesburg, coté en bourse de Johannesburg (JSE)	100
SAC OIL	Sud- Africaine	Entreprise pétrolière avec siège à Johannesburg, coté en bourse de Johannesburg (JSE)	33,89
DIG OIL	Sud- Africaine	Entreprise pétrolière avec siège à Johannesburg, coté en bourse de Johannesburg (JSE)	100
ENCHA CAPITAL (PTY) LTD	Sud- Africaine	Entreprise pétrolière avec siège à Johannesburg, coté en bourse de	51

		Johannesburg (JSE)	
Actionnaires indirects dans le bloc III			
TOTAL SA	Française	Entreprise pétrolière avec siège à Paris	100
DIG PTY LTD	Sud- Africaine	Entreprise pétrolière avec siège à Johannesburg, coté en bourse de Johannesburg (JSE)	32
SAC OIL PTY LTD	Sud- Africaine	Entreprise pétrolière avec siège à Johannesburg, coté en bourse de Johannesburg (JSE)	68
RDK MINING	Sud- Africaine	Entreprise pétrolière avec siège à Johannesburg, coté en bourse de Johannesburg (JSE)	49
SEMLIKI ENERGY SARL	Sud- Africaine	Entreprise pétrolière avec siège à Johannesburg, coté en bourse de	18,3

		Johannesburg (JSE)	
Actionnaires directs au CPP			
SAC OIL DRC SARL	Congolaise	Entreprise pétrolière avec siège à avec siège à Kinshasa	12,5
SEMLIKI SARL	Congolaise	Entreprise pétrolière avec siège à avec siège à Kinshasa	5,8
ETAT CONGOLAIS	Congolaise	Etat Congolais qui gère la participation de Cohydro	15
TOTAL E&P RDC	Congolaise	Entreprise pétrolière avec siège à avec siège à Kinshasa et opérateur	66,7

II.3.b. ORGANIGRAMME²⁰



²⁰ http://www.sharenet.co.za/feeds/share_performance/sens_display.php?code=sco&key=sco6hsi&year=2016&link=20160301085900@15

Dans la lecture de cet organigramme, nous nous sommes plus focaliser sur le partenariat direct dans le bloc. Il montre que Total E&P RDC est actionnaire majoritaire suivi successivement de Sac Oil DRC SARL, Semliki SARL et l'Etat congolais comme actionnaire minoritaire par rapport aux actionnaires privés. Cette détention des actions minoritaires par l'Etat Congolais aura d'impacts non seulement sur ses décisions à l'Assemblé Générale, mais aussi sur sa part dans le profit oil contractants et sur les dividendes. De cet organigramme, la Jointe Operating Agreement est entre Total E&P RDC, Semliki SARL, SACoil RDC SARL et l'Etat congolais.

III. RESSOURCES ET RESERVES PETROLIERES

La campagne d'acquisition sismique a été lancée entre 2013 et 2014 dans le bloc III²¹. L'acquisition sismique est une méthode de recherche de gisement pétrolier basée sur une technique d'analyse de la réflexion des ondes sismiques sur les différents niveaux du sous-sol²². Il s'agit concrètement d'une échographie du sous-sol permettant d'en tracer le profil et d'entrevoir la possibilité à partir d'un réservoir de ressources pour bien déterminer la vraie quantité des réserves des hydrocarbures dans le bloc²³.

En RDC dans la plupart de cas, cette détermination de réserves des hydrocarbures est effectuée par les entreprises privées afin d'estimer la partie exploitable. Les réserves des hydrocarbures sont estimées en million de barils(MMBOE) de ressources nettes. Le résultat de la campagne d'acquisition sismique nous renseigne sur l'estimation de ressources nette qui est de 7.4 MMBOE pour une estimation basse (minimum) en 2014, de 16.8 MMBOE pour une estimation meilleure (moyenne), et 32.3 MMBOE pour estimation élevée (maximum). En 2015 les ressources nettes sont de 7.0 MMBOE pour une estimation basse, 16.1 MMBOE pour estimation meilleure, et 31.2 MMBOE pour une estimation élevée²⁴. Ci-dessous le tableau d'Estimation des ressources nettes.

²¹TOTAL E&P RDC, Etude d'impact environnemental et sociétal-résumé non technique, février 2014

²² L'Etude d'Impact Environnemental et Sociétal en un mot, Bloc III du Graben Albertine – Février 2014

²³ L'Etude d'Impact Environnemental et Sociétal en un mot, Bloc III du Graben Albertine – Février 2014, page2

²⁴<http://www.sacoilholdings.com/operations/technical-terms-and-abbreviations/?id=29>

III. a. TABLEAU D'ESTIMATION DES RESSOURCES NETTES

Catégorie de ressource	Estimation	Risque de ressources nettes (MMBOE) du 28 février 2014	Risque de ressources nettes (MMBOE) du 28 février 2015
Ressources prospectives	Estimation basse (minimum)	7.4	7.0
	Meilleure estimation (moyenne)	16.8	16.1
	Estimation Elevée (maximum)	32.3	31.2

La modification des chiffres rapportés en million de barils reflète l'opinion de la direction TOTAL E&P RDC sur le risque géologique suite à l'interprétation des données magnétiques par gravité et d'autres analogues et des puits décalés dans le graben²⁵.

IV FINANCEMENT DU PROJET

Au départ, le contrat de partage de production entre la RDC et l'association SAC oil et la Cohydro estimait le cout de la 1^{ère} phase du projet à 70.000.000 USD²⁶. Actuellement avec tous les avenants qui sont intervenus dans l'évolution et l'exécution dudit projet jusqu'au mois de Juin 2017, les

²⁵ <http://www.eforaenergy.com/operations/drc-block-iii/?id=28> consulté le 17 février 2018

²⁶ Contrat de partage de production entre RDC et l'Association SAC oil et la Cohydro sur le bloc III, 2007, Art. 7.1.1

dépenses du projet Pétrolier dans le bloc III sont estimés à 744 000 000 Rand²⁷ soit un montant de 63 187 920\$²⁸.

V. CADRE LEGAL DE LA FISCALITE DU PROJET PETROLIER DU BLOC III DE GRABEN ALBERTINE

Pour le cas de notre étude, le cadre légal est présenté comme une gamme d'outils juridiques nationaux qui impose une liaison entre les contractants et l'Etat congolais. Le présent cadre légal donne une description succincte de la base juridique des flux fiscaux et parafiscaux auxquels sont assujettis les projets pétroliers opérés sur le territoire congolais. Ces outils visent à faire en sorte que les activités d'extraction des ressources naturelles des entreprises nationales et multinationales, s'exercent en harmonie avec la politique du gouvernement, de manière à améliorer et à accroître la contribution financière des entreprises au développement durable. Dans le cas du projet pétrolier sur le bloc III, ces outils sont :

- Ordonnance loi n°81-013 du 02 avril 1981 portant législation générale sur les mines et les hydrocarbures ; Le Code Général des impôts du 15 Mars 2007 ;
- Contrat de partage de production entre la RDC et l'association South Africa Oil (SAC oil) Ltd et la Congolaise des hydrocarbures (Cohydro) de 2007;
- Avenant au contrat de partage de production entre la RDC et l'association South Africa Oil (SAC oil) Ltd et la Congolaise des hydrocarbures de 2010 (Avenant n°1);
- Ordonnance n° 11/110 portant approbation de l'Avenant n° 2 au CPP de 2007 ;
- Arrêté Ministériel n° 003/CAB/MINHYDRO/CMK/2012 du 28 janvier 2012 portant attribution d'un Permis d'exploration à l'association TOTAL E&P RDC/Semiliki Energy SPRL sur le bloc III du Graben Albertine ;
- Arrêté interministériel n° 007/M-HYD/CATM/CAB/MIN/2012 du 11 décembre 2012 portant extension de la durée du Permis d'exploration

²⁷ Monnaie sud-africaine

²⁸ <https://transferwise.com/us/currency-converter/zar-to-usd-rate> consulté le 28 février 2018

3. <http://www.agencecofin.com/exploration/2310-33345-rd-congo-total-et-ses-partenaires-obtiennent-deux-ans-de-plus-sur-le-bloc-iii>

accordée à l'Association TOTAL E&P DRC/Semiliki Energy SPRL sur le bloc III du Graben Albertine.

Avant 2015, l'exploitation de pétrole en RDC est régie par deux régimes, à savoir le régime conventionnel de 1969 et le régime de Contrat de Partage de Production prévu par le code de 1981. Pour chaque type de régime applicable à un projet pétrolier, la loi renvoie les parties prenantes soit à la convention, soit au Contrat de Partage de Production pour définir les détails sur les modalités de paiements des obligations fiscales ou parafiscales. Comme notre étude de cas portant sur le bloc III est soumise au régime de contrat de partage de production de la loi de 1981, toutes les obligations contractuelles sont aussi des obligations fiscales pour les contractants.

Rappelons qu'actuellement le secteur des hydrocarbures en RDC est régi par la Loi n° 15/012 du 1^{er} août 2015 portant régime général des hydrocarbures et le Décret n° 16/010 du 19 avril 2016 portant Règlement d'hydrocarbures. Toutefois, le régime fiscal consacré par cette dernière n'est pas encore applicable au projet sous étude.

V.1. ANALYSE DES CONTRATS LIES AU PROJET PETROLIER BLOC III

Le premier CPP dans le Graben Albertine fut signé en 2002 entre la RDC et la Joint Operating Agreement (JOA) entre Heritage Oil et la Cohydro²⁹. Ce contrat couvrait l'ensemble du bloc. Après la subdivision du Graben Albertine, différents acteurs se sont présentés en vue de solliciter les différents blocs. C'est ainsi que le bloc III se verra attribuer par le CPP du 04 décembre 2007 à l'association SAC Oil et Cohydro. Ce dernier CPP a subi par la suite des modifications apportées respectivement par les Avenants n° 01 de mai 2010 et n°02 de décembre 2011.

Le régime fiscal prévu dans le CPP de 2007 reprend les paiements spécifiques au secteur que doit effectuer l'opérateur du bloc. L'Avenant n°01 quant à lui, tout en gardant les flux prévus dans le CPP de 2007 a modifié les taux pour

²⁹ Pole Institute, *Hydrocarbures dans le rift Albertine: opportunités de développement ou risques d'instabilité? Promouvoir la coopération et la stabilité régionale grâce aux ressources transfrontalières*, Janvier 2014, page. 29.

certaines d'entre eux, mais avec le même opérateur. S'agissant de l'Avenant n°02, il marque l'entrée du Groupe TOTAL dans le bloc III du Graben Albertine. N'étant pas en public, les autres modifications qu'il apporte restent non connus à la rédaction du présent rapport d'étude. Néanmoins, à part les flux prévus par le CPP, il y a d'autres flux payés par le projet et qui relèvent du droit commun.

Il ressort de l'analyse de ces textes, à savoir le CPP de 2007 et l'Avenant de 2010, des modifications sensibles des taux des flux parafiscaux liés au projet. A titre d'exemple, le taux de frais des interventions sociales est passé de 125 000\$ à 1 000 000\$ à la phase d'exploration, le taux de Bonus de renouvellement de Permis d'exploration est passé de 125 000\$ à 1 250 000\$, soit 10 fois plus. Beaucoup d'autres modifications sont repris dans la partie « estimation des flux » plus bas.

V.2. CATALOGUES DES OBLIGATIONS FISCALES ET PARAFISCALES

Les actionnaires directs du présent contrat étant connus, il est également important de présenter leurs obligations fiscales et/ou parafiscales découlant du projet d'une part et d'autre part, de signaler également qui en sont les bénéficiaires (destinataires), les taux ainsi que les modalités de paiements. Ainsi, le tableau ci-dessous, résume ces informations.

Sources Juridiques	Type de source (loi)	Date	Parties	Obligations	Type d'obligation	Art.(page)	Emetteur	Destinateur	Fréquence	Taux	En vigueur ?
Contrat de partage de production	Contrat	Novembre 2007	Etat congolais, et association Sac oil(PTY) Ltd, Cohydro	Bonus de Signature	Para Fiscale	Art.12.8 p.23	Total E&P RDC	DGRAD	Une seule fois	2000.000\$	<u>Déjà Payé à la signature.</u>
Contrat de partage de production	Contrat	Novembre 2007	Etat congolais, et association Sac oil(PTY) Ltd, Cohydro	Bonus de Permis d'exploration	Para Fiscale	Art.12.8 p.23	Total E&P RDC	DGRAD	Une seule fois	250.000\$	<u>Déjà Payé à l'octroi.</u>
Contrat de partage de production	Contrat	Novembre 2007	Etat congolais, et association Sac oil(PTY) Ltd, Cohydro	Redevance Superficiare (RS)	Para Fiscale	Art.12.9 p.23	Total E&P RDC	DGRAD	annuel	2\$ en exploration 500\$ en exploitation	Oui
Contrat de partage de production	Avenant Contrat	Mai 2010 Décembre 2007	Etat congolais, et association Sac oil(PTY)Ltd, Cohydro	Bonus de Production (BP)	Para Fiscale	Art.12.8 p.3 Art. 12.8 p.23	Total E&P RDC	DGRAD	Une seule fois	4000 000\$ 1000 000\$	<u>Déjà Payé à Signature de l'avenant</u> <u>Sera payé à la production du premier Baril.</u>
Contrat de partage de production	Avenant	Mai 2010	Etat congolais, et association Sac oil(PTY) Ltd, Cohydro	Permis d'exploration	Para Fiscale	Art.12.8 p.3	Total E&P RDC	DGRAD	Une seule fois	2500 000\$	<u>Déjà Payé à l'octroi.</u>

Contrat de partage de production	Contrat	Décembre 2007	Etat congolais, et association Sac oil(PTY) Ltd, Cohydro	Bonus de production du dix millionième Baril	Para Fiscale	Art.12.8 p.23	Total E&P RDC	DGRAD	Une seule fois	5000 000	<u>Sera Payé à la production du dix millionième Baril</u>
	Avenant	Mai 2010				Art.12.8 p.3				10 000 000\$	
Contrat de partage de production	Avenant	Mai 2010	Etat congolais, et association Sac oil(PTY) Ltd, Cohydro	Bonus de production du premier Baril	Para Fiscale	Art.12.8 p.3	Total E&P RDC	DGRAD	Une seule fois	5 000 000\$	<u>Sera Payé à la production du premier Baril</u>
Contrat de partage de production	Contrat	Décembre 2007	Etat congolais, et association Sac oil(PTY) Ltd, Cohydro	Permis d'exploitation	Para Fiscale	Art.12.8 p.23	Total E&P RDC	DGRAD	Une seule fois	250 000\$	<u>Sera Payé à l'octroi</u>
	Avenant	Mai 2010				Art. 12.8 p. 3			Idem	4000 000\$	<u>Idem</u>
Contrat de partage de production	Contrat	décembre 2007	Etat congolais, et association Sac oil(PTY) Ltd, Cohydro	Renouvellement Permis d'exploration	Para Fiscale	Art.12.8 p.23	Total E&P RDC	DGRAD	Une seule fois	125 000\$	<u>Sera Payé au renouvellement</u>
	Avenant	mai 2010				12.8 p.3			Idem	1 250 000\$	<u>Idem</u>

Contrat de partage de production	Contrat Avenant	Décembre 2007 Mai 2010	Etat congolais, et association Sac oil(PTY) Ltd, Cohydro	Renouvellement Permis d'exploitation	Para Fiscale	Art.12.8 p.23 Art.12.8 p.3	Total E&P RDC	DGRAD	Une seule fois Idem	125 000\$ 2000 000\$	<u>Sera Payé au renouvellemnt</u> <u>Idem</u>
Contrat de partage de production	Contrat	Décembre 2007	Etat congolais, et association Sac oil(PTY) Ltd, Cohydro	Royalties	Para Fiscale	Art.12.1 p.22	Total E&P RDC	DGRAD	A chaque production fiscalisée	12,5% production fiscalisée	<u>Sera Payé à à la production Fiscalisé</u>
Contrat de partage de production	Contrat avenant	Décembre2007 Mai 2010	Etat congolais, et association Sac oil(PTY) Ltd, Cohydro	Profit Oil	Para Fiscale	Art.15.1 p.26 Art. 12.1 p.22	Total E&P RDC	DGRAD Idem	A chaque partage de production idem	Production nette cumulée x taux de l'Etat et des contractant	<u>Sera Payé à la production Nette.</u>
Code général des impôts	Droit commun	15 Mars 2007	Etat congolais	Impôt sur Bénéfice et Profit	Fiscale	Art.12.1 p.22	Total E&P RDC	DGI	Bénéfice réalisé	40% sur benefice net avant impôt	
Contrat de partage de production	Contrat Avenant	Décembre 2007 Mai 2010	Etat congolais, et association Sac oil(PTY) Ltd, Cohydro congolais ;	Frais de formation de cadres congolais	Parafiscale	Art.20.1 p.29 Art.20 p.4	Total E&P	SGH idem	Annuelle idem	100 000\$ Idem	<u>Oui</u>

Contrat de partage de production	Contrat	Décembre 2007	Etat congolais, et association	Paiements sociaux	Parafiscale	Art.5.3 p.14	Total E&P	Communauté locale	Annuelle idem	250 000\$	<u>Oui</u>
	Avenant	Mai 2010	Sac oil(PTY) Ltd, Cohydro congolais ;			Art.5.3 p. 2				1000 000\$	<u>Idem</u>

VI ESTIMATION DE FLUX FISCAUX ET/OU PARAFISCAUX

Sous cette partie, nous avons développé deux aspects, d'abord l'identification des flux qui ont fait objet d'analyse, et puis nous avons procédé à leurs estimations en deux phases. La première a consisté à estimer les paiements des flux identifiés en se basant sur l'Ordonnance-loi de 1981 relative à législation générale sur les mines et les hydrocarbures. La seconde phase quant à elle a fait une projection pour le paiement de certains flux si le projet du bloc III était régi par la loi de 2015 portant régime général des hydrocarbures.

Le régime fiscal appliqué au projet pétrolier de bloc III soumet l'opérateur aux paiements des plusieurs impôts et taxes. Dans le cas de cette étude, les flux suivants ont été estimés importants par l'équipe de recherche : redevance superficielle, frais de formation des cadres congolais, contribution à l'effort pour l'exploration de la Cuvette Centrale, interventions sociales, royalties, bonus de renouvellement du permis d'exploration et le bonus de production. Ces flux sont retenus sur base des critères ci-après : leurs contributions au budget de l'Etat, leurs impacts sur la gestion de secteur et leur contribution au développement de la province et des ETDs. Les flux non analysés ne sont pas pour autant moins importants, mais ils ont été exclus par difficulté de constitution de leurs données de base, facteur d'un bon calcul et vérification. Il s'agit notamment de l'IPR, IER, taxe environnement, DDI... D'autres flux par contre sont repris dans le cadre de la cascade fiscale³⁰, sans faire l'objet des analyses. Il s'agit de la Taxe statistique, le Fond pour les générations futures, Impôt sur le bénéfice et profit.

En outre, certains flux choisis sont ceux perçus lorsque l'entreprise sera dans la phase de production. Ce choix est motivé par le souci de démontrer les revenus que ces flux généreront à l'Etat congolais en vue de contribuer à la mise en œuvre de sa politique lorsque l'entreprise entre en production ; par conséquent attirer son (Etat) attention sur la nécessité de pousser l'entreprises à quitter l'exploration pour la production.

³⁰ La cascade fiscale est une structure qui montre les différents impôts et taxes à payer à chaque phase du projet pétrolier et leur mode de calcul.

S'agissant de la méthodologie, nous avons calculé ces paiements conformément aux dispositions que prévoient le code des hydrocarbures (de 1981 et 2015) et les différents contrats signés pour le projet pétrolier du bloc III, tout en les confrontant aux données ITIE-RDC, aux rapports annuels des entreprises relatifs audit projet, ainsi que les rapports disponibles sur les bourses auxquels ces entreprises sont listées.

Les données sont chiffrées en dollars américains. Chaque tableau d'estimation est suivi d'une brève note méthodologique explicative du mode de calcul des flux et tout tableau de vérification est accompagné d'une interprétation des données et d'une discussion.

VI.1. REDEVANCE SUPERFICIAIRE (RS)

La Redevance Superficiare est un paiement effectué annuellement par tout titulaire d'une licence pétrolière en exploration et/ ou en exploitation. Ce flux permet à l'entreprise de conserver le droit d'opérer sur la concession obtenue. La redevance Superficiare applicable au projet pétrolier du bloc III est tiré de l'article 12.9 du CPP de 2007 entre la RDC et l'association SAC Oil et Cohydro, et de l'article 87 de la loi de 1981 portant législation générale sur les mines et les hydrocarbures. Les taux applicables dépendent de la nature du titre pétrolier (selon qu'il s'agit du permis d'exploration ou d'exploitation) et de la période de validité du titre. Avec la nouvelle loi portant régime général des hydrocarbures de 2015, nous avons trouvé aussi important de calculer ce flux sur base de l'article 129 de ladite loi, malgré qu'elle ne soit pas encore applicable au projet bloc III, vu la variation de taux par rapport à la loi de 1981, lequel taux passe de 2\$ dollars à 100\$ dans la phase d'exploration, la phase d'exploitation ayant gardé le même taux de 500\$.

Méthodologie utilisée pour le calcul d'estimation :

En se basant sur la superficie du bloc et les deux textes ci-haut régissant le secteur en vue de calculer la Redevance Superficiare, nous avons procédé aux calculs suivants :

- la superficie du bloc III en Kilomètre carré (3177 Km²)³¹ X le taux (2\$) pour le permis d'exploration (CPP de 2007).
- la superficie du bloc III en Kilomètre carré (3177 Km²) X le taux (100 \$) pour le permis d'exploration (loi de 2015).
- la superficie du bloc III en Kilomètre carré (3177 Km²) X le taux (500\$) pour le permis d'exploitation (CPP de 2007 et loi de 2015)³².

³¹ <http://www.eforaenergy.com/operations/drc-block-iii/?id=28>

³² Le CPP de 2007 et la loi de 2015 prévoient le même taux pour la phase d'exploitation (500\$)

a. Redevance superficière pour le Permis d'exploration

Tableau d'estimation de la redevance superficière pour le permis d'exploration selon le CPP

Permis	Assiette		Taux	Estimation en \$										
	Surface	en		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Exploration	3177 Km ²		2\$	6354	6354	6354	6354	6354	6354	6354	6354	6354	6354	63540\$

Commentaire

Selon le CPP et la loi de 1981, la redevance superficière rapportée à l'Etat **6354\$** par an et dans 10 ans un total de **63540\$**.

Tableau d'estimation de la redevance superficière pour le permis d'exploration selon la loi de 2015

Permis	Assiette		Taux	Estimation en \$										
	Superficie	(en Km ²)		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Exploration	3177 Km ²		100\$	317 700	317 700	317 700	317 700	317 700	317 700	317 700	317 700	317 700	317 700	3177000\$

Commentaires

Si la loi de 2015 était applicable au projet, ce flux rapporterait 317 700\$ par an et sur 10 ans une somme totale de **3 177 000\$** au lieu de **63540\$** sous l'ancien régime fiscal. Autrement, le montant que l'Etat a gagné pendant 10 ans sous le régime fiscal du CPP de 2007 ne représente qu'un paiement de plus ou moins 1 an sous le régime fiscal de 2015.

Partant de cette analyse, en restant sous le régime fiscal de 2007, l'Etat gagnerait annuellement une somme de 98\$ par Km², soit une somme totale de 311 346\$ pour l'ensemble du bloc par an.

b. Redevance superficielle pour le Permis d'exploitation

Tableau d'estimation de la Redevance superficielle selon le CPP de 2007 et la loi de 2015

Permis	Assiette		Taux	Estimation
	Surface	en		Année X (*)
	Km ²)			
Exploitation	3177 Km ²		500\$	1 588 500\$

(*) Représente l'année de production

Selon ce tableau, lorsque l'entreprise passe à la phase d'exploitation, l'Etat gagnera de ce flux une somme annuelle de 1 588 500\$ avec le taux de 500\$/Km².

Vérification

Nos sources de vérifications étaient principalement les Rapport ITIE-RDC et par la suite les rapports annuels de l'opérateur et ceux des maisons mères. Cependant, plusieurs difficultés ont été rencontrées sur chaque source en vue de confirmer nos estimations :

- pour les rapports ITIE-RDC, seules les fiches de déclaration de l'entreprise des années 2012, 2013, 2014 et 2015 sont disponibles ;
- aucun rapport de l'opérateur (TOTAL E&P RDC) n'est disponible ;
- s'agissant des rapports des maisons mères, les informations ne sont pas désagrégées par projet, mais plutôt par pays ou région.

Le tableau ci-dessous donne le montant estimatif de la redevance superficière en phase de l'exploration selon le CPP et l'Avenant n°1, ainsi que le montant effectivement payé par Total E&P RDC à la RDC de 2012 à 2015.

Tableau de vérification de la redevance superficière pour le permis d'exploration

Redevance superficière	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Estimation \$	6354	6354	6354	6354	6354	6354	6354	6354	6354	6354
Rapports ITIE-RDC	n/a	n/a	n/a	n/a	6408	6411	6408	00	n/a	n/a
Ecart	n/a	n/a	n/a	n/a	(54)	(57)	(54)	6354	n/a	n/a

- Source : estimation des chercheurs et les rapports ITIE-RDC de 2012 à 2015

Il ressort du tableau ci-dessus que les déclarations ITIE-RDC pour ce flux ne sont disponibles que pour les années 2012, 2013, 2014 et 2015. Ainsi, pour les années 2012 et 2014, après vérification, il se dégage des écarts de 54\$ pour chacune d'elles. Pour 2013, la source de vérification donne un écart de 57\$. Par contre, pour l'année 2015, le rapport donne le chiffre zéro (0).

Discussion

En rapprochant les données de deux tableaux ci-haut, voici la tendance qui se dégage quant aux paiements effectués à l'Etat de 2008 à 2017 :

Pour les années 2012, et 2014, il se dégage des écarts négatifs de 54\$. Pour 2013, il se dégage un écart négatif de 57\$. Certains facteurs peuvent être à la base de cet écart, notamment la fluctuation due au taux de change entre le Franc congolais et le Dollars américain. Cela signifierait que soit Total E&P RDC n'a pas payé la redevance superficière ou soit encore une omission de transcription, car à cette année il est toujours sur le bloc.

Pour l'année 2015, la source de vérification donne le montant de 0\$. Cela signifierait que soit Total E&P RDC n'a pas payé la redevance Superficiare ou soit encore une omission de transcription, car à cette année il est toujours sur le bloc.

VI.2. ROYALTIES

C'est un flux qui intervient lorsque l'entreprise entre en production. Il est payé sur la production fiscalisée³³. Il permet à l'Etat de collecter les revenus dès que l'entreprise entre en production, et ce avant même qu'elle ne commence à réaliser le bénéfice sur lequel l'Etat va percevoir l'IBP. Les Royalties pour le projet pétrolier du bloc III sont prévues à l'article 12.1 du CPP de 2007 entre la RDC et l'association SAC Oil et Cohydro au taux de 12.5%.

Etant donné que le projet sous examen n'est pas encore en production, le calcul de la Royalties est une projection de ce que représenterait ce flux lorsque l'entreprise atteindra cette phase.

Méthodologie utilisée pour le calcul d'estimation

Pour calculer les Royalties, on a considéré la quantité de barils produits moins les produits non pétroliers, déduction faite des coûts de transport et de l'installation de production multipliés par le prix de baril moins la taxe statistique, ce qui donne la production fiscalisée à multiplier par le taux de 12,5%. Le prix utilisé est celui de la période de rédaction du rapport de l'étude, soit une moyenne de 65\$/bbl³⁴.

Dans les hypothèses ci-dessous, les estimations sont faites à partir du CPP dans son article 15.1 qui donne les détails sur le partage de profit oil.

Notons que pour notre estimation, nous n'avons pas pris en compte le coût du transport et de l'installation de l'usine, c'est-à-dire notre revenu brut est égal au revenu net.

³³ Une production fiscalisée est celle considérée après déduction des frais liés à la production (cout de transport et des installations de production) ainsi que des eaux et sédiments.

³⁴ <https://prixdubaril.com/petrole-index/petrole-au-congo.html> consulté le 16 janvier 2018.

Hypothèse 1

Si le projet produisait 20 000 000 de barils au prix de 65\$ le baril, le revenu brut sera trouvé en prenant la production multiplier par le prix de barils (20 000 000 barils x 65\$ = 1 300 000 000 \$), avec la taxe statistique de 1%, soit 13 000 000\$, la production fiscalisée égale 1 300 000 000 \$ moins 13 000 000\$, ce qui donne 1 287 000 000\$. Les Royalties égales 1 287 000 000\$ multiplié par 12,5%, ce qui donne 160 875 000\$.

Hypothèse 2

Si le projet produisait 50 000 000 de barils au prix de 65\$ le baril, le revenu brut sera trouvé en prenant la production multiplier par le prix de barils (50 000 000 barils x 65\$ = 3 250 000 000 \$), avec la taxe statistique de 1%, soit 32 500 000\$, la production fiscalisée égale 3 250 000 000 \$ moins 32 500 000\$, ce qui donne 3 217 500 000\$. Les Royalties égales 3 217 500 000\$ multiplié par 12,5%, ce qui donne 402 187 500\$.

Tableau d'estimation des royalties

Sources de données de Base	Production	PRIX	Revenus brut en \$ pour année x	Taux Taxes Statistiques	Taxes Statistiques	Production fiscalisée année x	Taux	Estimation en \$ Année x
CPP de 2007 entre la RDC et l'association SAC oil et Cohydro	<20.000.000 barils	65\$	1 300 000 000	1%	13 000 000	1 287 000 000	12.5%	160 875 000
	50.000.000 barils	65\$	3 250 000 000	1%	32 500 000	3 217 500 000	12.5%	402 187 500

Le tableau ci-dessus montre qu'avec une production de 20 000 000 de baril au prix de 65\$ le baril, l'Etat gagnerait à titre de Royalties un montant de 160 875 000\$. Par contre, avec une production de 50 000 000 de baril au même prix pour le baril, l'Etat gagnerait à titre de Royalties un montant de 402 187 500\$.

Discussion

Avec une production de 20 000 000 de barils l'Etat gagne 160 875 000\$ à titre de royalties et avec 50 000 000\$, il gagne 402 187 500. Il s'en suit que l'Etat doit pousser l'entreprise à passer à la production au lieu de continuer à renouveler ou étendre sans limite le Permis d'exploration, ce serait faire bénéficier effectivement des revenus générés par l'exploitation pétrolière à qui de droit. A la rédaction du présent rapport (2018), le projet est toujours à la phase d'exploration.

VI.3. INTERVENTIONS SOCIALES

Les Interventions sociales sont un montant forfaitaire payé annuellement par l'entreprise selon la phase dans laquelle elle se trouve (soit en exploration, soit en production). C'est un flux dont le paiement est fait au profit des populations environnant les blocs pétroliers. Il contribue notamment aux activités socioculturelles, à la réalisation des infrastructures sociales (construction des écoles, Hôpitaux, ouverture/réhabilitation de routes...). Ce flux doit être en principe canalisé dans la réalisation du plan de développement local (PDL).

Les paiements de ce flux sont prévus à l'article 5.3 du contrat de partage de production de 2007 et à l'article 1^{er} de l'Avenant de 2010.

Méthodologie utilisée pour le calcul d'estimation

Le montant de ce flux est calculé sur base des taux prévus dans le CPP et Avenant par année et selon les phases dans lesquelles le projet se trouve (exploration ou production). Il est de 250 000\$ en exploration et 300 000\$ en production selon le CPP de 2007. Suivant l'Avenant de 2010, ces montants sont respectivement de 1 000 000\$ et 4000 000\$ en exploration et en production.

Ainsi, pour le calcul, il a été utilisé le CPP de 2007 pour l'estimation de 2008 à 2009. L'Avenant de 2010 a été utilisé pour cette estimation de 2010 à 2017 et pour l'année de la production.

Tableau d'estimation d'interventions sociales

Sources de données de Base	Assiette	Taux											total		
			2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017		Année x	
CPP de 2007 entre la RDC et l'association SAC oil et Cohydro	Exploration	250 000	250 000	250 000											500 000
	Avenant de 2010 au CPP	Exploration	1 000 000		1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000			8 000 000
	Production	4 000 000											4 000 000		4 000 000
															12 500 000

Source : estimation de l'équipe de recherche

Le tableau ci-haut nous présente le résultat de l'estimation de ce flux en phase de l'exploration de 2008 à 2009, au taux de 250 000\$ selon le CPP de 2007. Ça signifie que sur deux ans, ce flux a généré un montant total de 500 000\$. Par contre, selon l'avenant de 2010 qui prévoit un taux de 1 000 000\$ par an, ce flux a généré un montant total de 8 000 000\$ pour la période allant de 2010 à 2017. Et lorsque l'entreprise sera en production, elle générera la somme de 4 000 000\$ par an conformément à l'article premier de l'Avenant de 2010.

Vérification

Source	Années									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Estimation Intervention sociale en \$	250 000	250 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000
Rapport ITIE-RDC	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Ecart	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a

Source : Estimation de l'équipe de recherche

Discussion

Tous les rapports ITIE-RDC ne renseignent pas le paiement de ce flux. Plusieurs hypothèses pourraient se dégager, notamment le non-paiement de ce flux par l'entreprise, la non remise des fiches de déclaration de ce flux par le Secrétariat Technique (ST) à l'entreprise, l'abstention de l'entreprise à déclarer le paiement de ce flux...

Selon TOTAL E&P RDC, aucune réalisation sociale n'a été faite avant 2016³⁵. Cela signifie que pour les années 2008 à 2015, le projet pétrolier sur le bloc III doit un montant de 5 500 000\$ à titre des paiements sociaux.

³⁵ Entretien du 17 mars 2017 entre l'équipe de recherche et Total E&P RDC à Bunia

VI.4. CONTRIBUTION A L'EFFORT POUR L'EXPLORATION DE LA CUVETTE CENTRALE

C'est un flux initialement prévu dans les CPP, et qui par la suite a été introduit dans la loi³⁶. Il est payé annuellement par chaque contractant pour sa participation à l'effort d'exploration des bassins sédimentaires de la RDC, et ce selon la phase dans laquelle il se trouve. Il permet à l'Etat congolais de connaître son potentiel en pétrole, lequel est un atout lors des négociations des contrats pétroliers, car il fait déterminer objectivement le taux à fixer pour les flux contractuels. Il est perçu par le Secrétariat général des Hydrocarbures.

Pour le projet pétrolier du bloc III, ce flux est prévu à l'article 7.1.2 du Contrat de partage de production de 2007 ainsi qu'au même article de l'Avenant de mai 2010. Son taux est de 100 000\$ pour la phase d'exploration et 150 000\$ en exploitation selon le CPP de 2007 ; et 500 000\$ en exploration et 1 000 000\$ exploitation selon l'Avenant de 2010.

Méthodologie utilisée pour le calcul d'estimation

Le montant de ce flux est calculé sur base des taux prévus dans le CPP et l'Avenant par année selon les phases dans lesquelles l'entreprise se trouve (exploration ou exploitation). Ainsi, pour l'estimation de ce flux, nous avons pris 100 000\$ pour la phase d'exploration de 2008 à 2009 et 500 000\$ de 2010 à 2017 selon l'Avenant de 2010. Pour l'année de production (année X), nous avons considéré 1 000 000\$ prévu par l'Avenant de 2010.

³⁶ Article 137 de la loi n° 15/012 du 1^{er} Aout 2015 pourtant régime général des hydrocarbures

Tableau d'estimation de la Contribution à l'effort pour l'exploration de la Cuvette centrale.

Sources de données de Base	Assiette	Taux en \$	Estimation en \$										Année x	total	
			2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017			
CPP de 2007 entre la RDC et l'association SAC oil et Cohydro	Exploration	100 000	100 000	100 000											200 000
Avenant de 2010 au CPP	Exploration	500 000			500 000	500 000	500 000	500 000	500 000	500 000	500 000	500 000	500 000		4 000 000
	Production	1 000 000												1 000 000	

Le tableau ci-haut nous présente le résultat de l'estimation de ce flux en phase de l'exploration de 2008 à 2009, au taux de 100 000\$ selon le CPP de 2007. D'où, ce flux a généré un montant total de 200 000\$. En outre, selon l'Avenant de 2010 qui prévoit un taux de 500 000\$ par an, il a généré un montant total de 4 000 000\$ pour la période de 2010 à 2017. A l'exploitation, ce flux générera, conformément à l'Avenant 2010, la somme de 1 000 000\$ par an.

Vérification

Tableau de vérification de paiement de la Contribution à l'effort pour l'exploration de la Cuvette Centrale

Source	Années									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Contribution à l'effort pour l'exploration de la Cuvette centrale en \$	100 000	100 000	500 000	500 000	500 000	500 000	500 000	500 000	500 000	500 000
Rapports ITIE-RDC	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	500 000	500 000	500 000	n/a	n/a
Ecart	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	0	0	0	n/a	n/a

Source : Estimation des chercheurs

Le tableau ci-dessus montre que pour les années 2013 à 2015 les écarts sont nuls. Pour les années 2008 à 2012 les rapports ITIE-RDC ne renseignent pas sur le paiement de ce flux. Et pour les années 2016 et 2017, les rapports ITIE qui constitueraient leurs sources de vérification ne sont pas encore élaborées. Non plus les rapports financiers annuels de l'opérateur ne sont publics.

Discussion

Nos estimations après vérification prouvent le paiement de ce flux pour les années 2013, 2014 et 2015. Il y a une forte présomption que ce flux ait été également payé pour les années d'avant 2013, mais que les rapports ITIE-RDC n'ont pas renseignés.

VI.5. FRAIS DE FORMATION DE CADRE CONGOLAIS

Les Frais de formation de cadre congolais est un flux consacré pour la première fois par l'Avenant n° 8 du 26 octobre 2001 à la Convention du 11 août 1969, et sera par la suite repris dans d'autres CPP. Ils sont destinés à la formation des cadres des services publics de l'Etat concernés par la gestion du secteur des hydrocarbures. Ce flux est un paiement contractuel forfaitaire fixé selon la phase dans laquelle l'entreprise se trouve.

Pour le cas du bloc III, selon l'article 20.1 du CPP de 2007, le montant de ce flux est fixé à 100 000\$ à l'exploration et 150 000\$ en exploitation par année. L'avenant de 2010 garde le même montant.

Méthodologie utilisée pour le calcul d'estimation

Pour procéder à l'estimation de frais de formation de cadre congolais, nous nous sommes inspiré du CCP et de l'Avenant ci-haut cité. Ainsi, nous avons considéré le taux de 100 000\$ en exploration et 150 000\$ en exploitation.

Tableau d'estimation des frais de formation des cadres congolais

Sources de données de Base	Assiette	Taux en \$	Estimation en \$										Année x	total	
			2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017			
CPP de 2007 entre la RDC et l'association SAC oil et Cohydro et l'Avenant de 2010	Exploration	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000		1000 000
	Exploitation	150 000												150 000	

Source : Estimation de l'équipe de recherche

Le tableau ci-haut nous présente le résultat de l'estimation de ce flux en phase de l'exploration pour la période de 2008 à 2009, au taux de 100 000\$ selon le CPP de 2007 et l'Avenant. D'où, ce flux a généré un montant total de 1000 000\$. A l'exploitation, ce flux générera, la somme de 150 000\$ par an.

Vérification

Tableau de vérification de paiement des frais de formation des cadres congolais

Source	Années de paiement en \$									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
CPP de 2007 et Avenant de 2010	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000
Rapport ITIE-RDC	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	100 000	100 000	100 000	n/a	n/a
Ecart	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	0	0	0	n/a	n/a

Source : Estimation de l'équipe de recherche

Le tableau ci-dessus confirme le paiement de ce flux pour les années 2013, 2014 et 2015, avec écarts nuls. Ces paiements pour les autres années, soit 2008 à 2012 ne sont pas renseignés dans les rapports ITIE-RDC. Et pour les années 2016 et 2017, les rapports ITIE constituant leurs sources de vérification, à la date de la rédaction, sont soit en cours d'élaboration (2016), soit non encore élaboré (2017). Non plus les rapports financiers annuels de l'opérateur ne le renseignent.

Discussion

Nos estimations après vérification prouvent le paiement de ce flux pour les années 2013, 2014 et 2015. Nous ne pouvons pas affirmer ou infirmer ces paiements pour les autres années. Cependant, nous émettons des réserves à cause de manque de leur source de vérification.

VI.6. BONUS DE RENOUVELLEMENT DU PERMIS D'EXPLORATION

Le bonus de renouvellement de Permis d'exploration est une prime prévue dans le CPP et versée par les contractants à l'Etat Congolais au renouvellement dudit Permis. Il fait partie du cost oil car il sera remboursable pendant le calcul de profit oil. Le paiement de ce flux permet au titulaire à conserver son titre et de continuer l'exploration après l'expiration de sa période initiale. Pour notre cas d'étude, le paiement de ce flux est prévu par l'article 12.8 du CPP de 2007 et l'article 1^{er} de l'Avenant de 2010 modifiant celui de 2007. Le CPP de 2007 prévoit un montant de 125 000\$ au renouvellement, tandis que l'Avenant de 2010 en prévoit 1 250 000\$.

Méthodologie utilisée pour l'estimation

Le taux de ce flux étant un forfait, nous l'avons considéré comme tel selon le CPP et l'Avenant, respectivement de 125 000\$ et 1 250 000\$. Dans nos estimations, nous avons considéré le taux prévu par l'Avenant de 2010, car le renouvellement ne pourrait intervenir que sous cet Avenant.

Tableau d'estimation du Renouvellement du Permis d'exploration.

Sources de données de bases	Taux	Année de paiement en \$	
		2012	2017
Avenant 2010 au CPP de 2007 entre la RDC et l'association SAC oil et Cohydro	1 250 000\$	1 250 000	1 250 000

Source : Estimation de l'équipe de recherche

Il ressort du tableau ci-haut qu'en considérant l'octroi de Permis d'exploration à la même période que la signature du CPP, le premier renouvellement interviendrait en 2012 où l'entreprise paierait la somme contractuelle de 1 250 000\$ et le second en 2017 pour un paiement de même montant.

Discussion

Selon la législation de 1981, laquelle régit le CPP de 2007 et son Avenant de 2010, la durée de Permis d'exploration est de 5 ans renouvelable deux fois³⁷. Sur base de cela, le premier renouvellement interviendrait en 2012 et le second en 2017, lequel expirerait en 2022.

La législation prévoit qu'à chaque renouvellement, le titulaire devra abandonner la moitié de la surface précédemment détenue³⁸. La loi de 2015 institue la même obligation³⁹. Ça signifierait qu'en 2012, la moitié de la surface du bloc, soit 1588,5Km² était censée être rétrocédée à l'Etat congolais.

VI.7. BONUS DE PRODUCTION

Les Bonus de production sont des primes payables à l'Etat, lorsque l'exploitation ou le rythme d'exploitation atteint certains seuils, soit à la production du 1er baril (bonus de 1ère production), soit à la production du dix millionième Baril. Dans le cas de notre étude, ce flux est payé à la signature de l'avenant du n°1 de mai 2010 au CPP de 2007, normalement nous devons analyser le 1^{er} type. Comme le projet n'est pas encore en phase de production, nous avons considéré la signature de l'avenant pour analyser ce flux. Ce flux permet à l'Etat de gagner déjà les revenus avant la perception des autres revenus liés à la phase de production. Son paiement est prévu par l'article 12.8 du CPP de 2007 au taux de 1 000 000\$, même référence dans l'Avenant de 2010 mais le bonus de production est divisé à deux l'un au taux de 4 000 000\$ à la signature de l'avenant et l'autre au taux de 5 000 000\$ à la production de premier baril. Contrairement à l'esprit de paiement de ce flux qui est effectué à la production du premier baril, l'Avenant de 2010 a prévu son paiement à sa signature. Ce paiement fait partie du cost oil, par conséquent remboursable.

³⁷ Article 83.b de l'Ordonnance-Loi n° 81-013 du 02 avril 1981 portant législation générale sur les mines et les hydrocarbures.

³⁸ Article 83.b de l'Ordonnance-Loi n° 81-013 du 02 avril 1981 portant législation générale sur les mines et les hydrocarbures.

³⁹ Article 51 alinéa 2 de la loi n° 15/012 du 1^{er} août 2015 portant régime général des hydrocarbures.

Methodologie utilisee pour le calcul d'estimation

Le taux de ce flux etant un forfait, nous l'avons considere comme tel, c'est-a-dire 4000 000\$.

Tableau d'estimation du bonus de production

Source : Estimation de l'equipe de recherche

Sources de donnees de bases	Taux	Année de paiement en \$	
		2010	Année X
Avenant 2010 au CPP de 2007 entre la RDC et l'association SAC oil et Cohydro	4 000 000\$	4 000 000	0

Il ressort du tableau ci-haut que le bonus de production a ete paye anticipativement a l'annee 2010. Par consequent, il ne sera plus paye a l'annee de la production du 1^{er} baril (annee X). Mais comme dans le cas du projet petrolier bloc III, un autre Bonus de production flux sera encore paye a la production du premier baril au taux de 5 000 000 \$ qui est vraiment different ce que nous sommes en train d'analyser (signature d'avenant).

Tableau de verification de paiement de bonus de production

Source	Années de paiement en \$
	2010
Avenant de 2010	4 000 000
Rapport ITIE-RDC	n/a
Ecart	n/a

Source : Estimation de l'equipe de recherche

Il se degage du tableau ci-haut que le Rapport ITIE-RDC qui devait confirmer le paiement de bonus de production ne le confirme pas.

Discussion

Logiquement, ce flux se paie à la production du 1^{er} baril. Cependant, pour le cas du projet pétrolier sur le bloc III, il a été payé anticipativement en 2010 conformément à l'Avenant. Plusieurs raisons peuvent être avancées : soit l'Etat avait besoin urgent des moyens financiers pour remplir son devoir régalien, soit l'Etat était poussé par le vent des élections qui soufflaient à l'horizon 2011, soit encore amener l'entreprise à ne pas arrêter ses activités à la phase de l'exploration. Et comme ce paiement ne se retrouve pas dans le rapport ITIE-RDC 2010 (source de vérification), on se demande sur la destination réelle des revenus générés par ce flux. Toute fois la nouvelle loi de 2015 portant régime général des hydrocarbures reconnaît ce flux comme Bonus à l'avenant. Or pour notre cas d'étude cette loi n'était pas encore d'application raison pour laquelle

LA CASCADE FISCALE

La cascade fiscale est une architecture qui montre les différents paliers des paiements des impôts et taxes dans un projet pétrolier ainsi que leur modalité de calcul.

Pour le cas de notre étude, nous n'avons pas utilisé cette cascade fiscale car les flux analysés ne sont pas compris dans cette architecture. Toutefois, ils sont pris en considération dans le coût pétrolier (cost oil).

Un modèle de cette cascade est repris dans le Règlement d'hydrocarbures de 2016, en son article 300. (Voir en Anne).

TABLEAU SYNTHÈSE DES ESTIMATIONS ET VÉRIFICATION

Pour faciliter la lecture et la compréhension de nos calculs, nous présentons dans le tableau ci-dessous la synthèse de nos estimations :

Source : Estimation de l'équipe de recherche

COMPARAISON		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Année X	TOTAL
Redevance Superficiaire	Estimation	\$6 354	\$6 354	\$6 354	\$6 354	\$6 354	\$6 354	\$6 354	\$6 354	\$6 354	\$6 354		\$63 540
	ITIE-RDC	n/a	n/a	n/a	n/a	\$6 408	\$6 411	\$6 408	0	n/a	n/a		\$19 227
	Estimation pour la loi de 2015	\$317 700	\$317 700	\$317 700	\$317 700	\$317 700	\$317 700	\$317 700	\$317 700	\$317 700	\$317 700		\$3 17 7000
Royalty	Estimation pour 20 000 000 bbls											\$160 875 000	
	Estimation pour 50 000 de bbls											\$402 187 500	
	ITIE-RDC												
Frais de formation de cadre congolais	Estimation	\$100 000	\$100 000	\$100 000	\$100 000	\$100 000	\$100 000	\$100 000	\$100 000	\$100 000	\$100 000		\$ 1 000 000
	ITIE-RDC	n/a	n/a	n/a	Na	n/a	\$100 000	\$100 000	\$100 000	na	na		\$ 300 000
Contribution à l'effort pour l'exploration de la cuvette centrale	Estimation	\$100 000	\$100 000	\$ 500 000	\$ 500 000	\$ 500 000	\$ 500 000	\$ 500 000	\$ 500 000	\$ 500 000	\$ 500 000		\$4 200 000
	ITIE-RDC	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	\$500 000	\$500 000	\$500 000	n/a	n/a		\$ 1 500 000
Interventions Sociales	Estimation	\$250 000	\$ 250 000	\$1 000 000	\$1 000 000	\$1 000 000	\$1 000 000	\$1 000 000	\$1 000 000	\$1 000 000	\$1 000 000		\$8 250 000
													\$ 8 500 000
	ITIE-RDC	-	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a		n/a
Bonus de production	Estimation		-	\$4 000 000	-	-	-	-	-	-	-		\$4 000 000
	ITIE-RDC	-	-	n/a	-	-	-	-	-	-	-		
Bonus de renouvellement de permis d'exploration	Estimation	-	-	-	-	\$1 250 000	-	-	-	-	\$1 250 000		\$ 1 2 500 000
	ITIE-RDC	-	-	-	-	n/a	-	-	-	-	n/a		n/a
TOTAL	ESTIMATION	\$774 054	\$774 054	\$5 924 054	\$ 1 924 054	\$ 3 174 054	\$ 1 924 054	\$ 1 924 054	\$ 1 924 054	\$ 1 924 054	\$ 3 174 054		
TOTAL	ITIE	n/a	n/a	n/a	n/a	\$6 408	\$606 411	\$606 408	\$600 000	n/a	n/a		

Interprétation du tableau

Le tableau présenté ci-dessus renseigne les résultats de nos analyses de flux estimés qui ont été comparés aux données renseignées par les différents rapports ITIE-RDC qui couvre les exercices allant de 2008 à 2017. De cette comparaison, il se dégage des écarts positifs et négatifs. Par ailleurs, certains écarts sont dus à l'absence des informations y relatifs dans le domaine public.

VII. RISQUES POTENTIELS ET PROBLÈMES ANALYSÉS

Après l'analyse faite des flux ci-hauts, il y a lieu de signaler qu'à côté des opportunités fiscales et parafiscales offertes par le projet pétrolier du bloc III de graben Albertine, il présente cependant quelques risques nécessitant une attention. Ces risques sont analysés à travers les flux qui ont fait objet d'estimation.

VII.1. REDEVANCE SUPERFICIAIRE

Le paiement de la redevance Superficiare pour le bloc pétrolier III est exposé à certains risques, dont :

- la minimisation de la redevance Superficiare par la non maîtrise de la superficie exacte du bloc. Il n'existe pas un cadastre des hydrocarbures comme cela est dans le secteur des mines, et pourtant l'assiette de ce flux est basée sur la superficie ;
- le paiement de la redevance Superficiare pendant la période d'exploration qui est de 5 ans renouvelable 2 fois, donc 15 ans au taux prévu dans le CPP (2\$/Km²), un taux dérisoire par rapport à ce que prévoit la loi de 2015 (100\$/Km²).

Ces risques peuvent être aggravés, si le ministre des hydrocarbures continue à travailler sans Service de cadastre des hydrocarbures, avec comme conséquence la non actualisation des données relatives à la superficie du bloc (minimisation de la superficie), au répertoire des titulaires des blocs et à leurs cartographies.

Pour atténuer ces risques, il faut d'abord que le ministère des hydrocarbures soit doté d'un service de cadastre des hydrocarbures pour déterminer avec exactitude la superficie des concessions ou blocs pétroliers et gérer le répertoire des titulaires des concessions ou blocs pétroliers. Et puis, appliquer la disposition de la loi de 2015 portant régime général des hydrocarbures relative au taux de la redevance Superficiare pour le projet pétrolier du bloc III à partir de 26 janvier 2018 (date de l'expiration et du probable renouvellement du permis d'exploration).

VII.2. ROYALTIES

Notre analyse de risque se base sur une projection de paiement de ce flux quand le projet entrera en production. Donc, une sous-estimation ou surestimation de l'assiette et du prix de baril est possible et ne pourrait pas nécessairement traduire la réalité de ce que l'entreprise payera lorsqu'elle sera en production. Le contexte incertain du bloc III, caractérisé notamment par des périodes d'inondations dans la plaine prolongerait la durée d'exploration, et par conséquent retarderait le temps de perception des royalties. En outre, dans l'hypothèse où l'opérateur de bloc retirerait son intérêt pour quelques raisons que ce soit avant d'entrer en phase de production, ça serait une perte significative pour l'Etat qui ne verra pas les royalties issues de son potentiel pétrolier.

Plusieurs éléments sont aussi susceptibles d'aggraver ces risques :

- la prolongation de l'exploration en cas de force majeure (insécurité, inondation...)
- l'abandon du projet par l'opérateur avant sa phase de production ;
- la fluctuation à la baisse du prix de baril ;
- la minimisation de l'assiette due à la sous-estimation de la quantité des hydrocarbures réellement produite.

Pour atténuer ces risques, l'Etat doit inciter l'entreprise de passer le plus rapidement possible à la production. En outre, l'Etat doit développer des mécanismes lui permettant de contrôler objectivement la quantité de production. L'opérateur quant à lui doit effectuer une étude de faisabilité qui prend en compte les conditions climatiques de la région du bloc III.

VII.3. BONUS DE RENOUVELLEMENT DE PERMIS D'EXPLORATION

Pour ce Bonus, il y a un nouveau concept qui intervient, à savoir l'« extension » de permis d'exploration que son renouvellement. Par cette Extension (d'ailleurs sans soubassement juridique), l'entreprise échappe au paiement de bonus de renouvellement de permis d'exploration, lequel constitue un manque à gagner à l'Etat. En outre, en admettant à l'entreprise l'extension de

son permis d'exploration, l'Etat lui ouvrirait la voie à la violation de la disposition qui lui impose le devoir de rétrocéder la moitié de la superficie de la concession à chaque renouvellement, par conséquent prolonger l'exploration au-delà de la période légale.

Ce risque sera exacerbé si l'Etat procédait toujours à l'extension du permis d'exploration du projet bloc III au lieu de le renouveler, ce qui favoriserait l'entreprise à garder la même superficie sans passer à la production, et l'Etat congolais continuera à perdre les revenus y afférents.

Pour atténuer ces risques, l'Etat doit faire appliquer les dispositions de la loi qui prévoient le renouvellement au lieu de l'extension, ainsi que la rétrocession de la moitié de la superficie du bloc à chaque renouvellement.

VII.4. BONUS DE PRODUCTION

Notre étude révèle que le Bonus de Production a été déjà payé anticipativement à la signature de l'Avenant de mai 2010. Or, le projet n'est pas encore en production. Cette situation présente un risque du fait qu'étant un coût récupérable, sa valeur actuelle nette à la production sera plus élevée dans le cost oil que la valeur perçue anticipativement. La transparence, la traçabilité, l'allocation et l'affectation de ce flux seraient mise à mal à cause du contexte d'instabilité politico-économique du pays au moment de son paiement. L'arrêt du projet en phase d'exploration impose à l'Etat congolais le remboursement en espèce de ce revenu, car faisant partie des coûts récupérables (cost oil).

Ce risque peut être aggravé si le contexte politique continue à influencer le paiement de certains flux fiscaux ou parafiscaux. Plus l'exploration dure longtemps possible, plus la valeur actuelle nette de ce flux augmente (cost oil). Le manque de transparence et de redevabilité dans l'affectation de ce revenu constituerait une perte définitive pour la population qui devait bénéficier de ce revenu. Le remboursement du montant de ce revenu par l'Etat à cause d'arrêt des activités pétrolières par l'entreprise constituerait une charge sur le Trésor public.

Pour atténuer ces risques, l'Etat doit persuader l'entreprise à entrer en production en vue d'éviter un quelconque remboursement en espèce de ce flux. Il doit également éviter les perceptions anticipatives pour ne pas augmenter la valeur actuelle nette en sa défaveur lors de récupération de cost oil. L'application de la loi de 2015 portant régime général des hydrocarbures au projet pétrolier bloc III aurait aussi mitigé ce risque car ça ne sera plus un Bonus de production mais Bonus à l'avenant.

VII.5. INTERVENTIONS SOCIALES

Notre analyse de risque est orientée sur la transparence et la redevabilité dans la gestion des revenus de ce flux, la prise en compte des besoins réels des communautés locales, la traçabilité de montant investi, l'appropriation des réalisations sociales par les communautés locales.

a. La durée de paiement de ce flux par rapport à la durée d'exploration

Le CPP de 2007 prévoit 250 000\$ à l'exploration qui a commencé en 2008 et 300 000\$ en exploitation. L'Avenant de 2010 les prévoit respectivement de 1 000 000\$ en exploration et 4 000 000\$ en exploitation annuellement. Le risque actuel par rapport à cette problématique est le faible taux des réalisations sociales dû au paiement partiel de ce flux par l'entreprise. Les échanges avec l'entreprise font état de ce paiement pour 3 ans (de 2012 à 2014)⁴⁰ alors qu'il y aurait 10 ans accomplis à l'exploration dont 2 ans sous le CPP de 2007 (2008 à 2009) et 8 ans sous l'Avenant de 2010 (de 2010 à 2017).

Le facteur qui aggraverait ce risque est le non-paiement de ce flux pour toutes les années d'exploration.

Pour atténuer ce risque, l'Etat doit obliger l'entreprise à payer annuellement ce montant prévu pour toutes les années d'exploration (années passées comme à venir).

⁴⁰ Entretien du 17 mars 2017 avec le Chargé de projet sociétal de TOTAL E&P RDC.

b. Gestion des revenus des interventions sociales

Il y a une très faible transparence et redevabilité dans la gestion des revenus ainsi que le montant réellement investi. Dans la politique de l'opérateur actuel (TOTAL E&P RDC), les fonds pour les réalisations sociales sont directement versés aux sous-traitants qui exécutent les travaux pour son compte en faveur des communautés locales. La procédure d'appel d'offre pour la sélection de ces sous-traitants n'est pas transparente. En outre, ces sous-traitants communiquent faiblement les montants réellement investis pour les réalisations sociales, à savoir les montants investis pour les réalisations sur terrain et ceux utilisés pour leur fonctionnement. Les entretiens avec les membres des communautés concernées ont montré des incommensurables disproportions pour certaines réalisations. Par exemple, un sous-traitant a dépensé plus de 70% des fonds pour son propre fonctionnement et 30% seulement ont été investis pour les réalisations sur terrain⁴¹.

Le risque pour ce cas sont multiples : la subjectivité dans la sélection des sous-traitants, un très faible impact des réalisations sociales pour les montants très élevés déclarés par l'entreprise, la disproportion entre les montants déclarés investis par les sous-traitants par rapport aux réalisations concrètes sur terrain, la surévaluation des réalisations faites par les sous-traitants.

Ce qui aggraverait ces risques sont notamment :

- La persistance de la faible transparence dans la procédure d'appel d'offre pour la sélection des sous-traitants ;
- L'absence de mécanisme de contrevérification des réalisations sociales par l'entreprise, l'Etat et par les communautés bénéficiaires.

En vue d'atténuer ce risque, TOTAL E&P RDC doit rendre transparent la procédure d'appel d'offre pour la sélection des sous-traitants. En plus, il doit élaborer de manière participative (avec l'Etat et les bénéficiaires) le mécanisme de contrevérification des réalisations sociales.

⁴¹ Entretiens menés avec les leaders communautaires dans le bloc 3 le 18 et 19 novembre 2017 dans les sites de Boga, Burasi, Kyabohe, Bukiringi, Zunguluka, Tchabi, Kaynama et Mugwanga.

c. Gestion des projets

Depuis la signature du CPP en 2007, il n'a pas existé un mécanisme légal de gestion des projets sociaux. Ce n'est qu'en 2014 que le Ministre des hydrocarbures institue par une Note circulaire un Comité de Concertation. Composé des délégués des communautés locales, des entreprises et de l'Etat, ce Comité a comme mission entre autres de réfléchir avec les communautés locales sur les actions sociales à réaliser en leur faveur, de les soumettre aux sociétés pétrolières sous forme de cahier des charges et de suivre leurs mises en œuvre⁴². Toutefois, l'institution de ce Comité présente un certain nombre des risques. Dans la mission lui attribuée par la circulaire, il y a faible garantie que les décisions soient réellement en faveur des bénéficiaires. D'ailleurs, sur terrain, il a été constaté que rares sont les propositions faites par les communautés locales qui sont retenues comme telles à travers le cahier des charges. A en croire, pendant que les communautés estiment que leurs besoins réels consistent en la réhabilitation des infrastructures de base, l'entreprise préfère s'engager dans les activités agricoles⁴³. Notons également que ces réalisations se font en l'absence du Plan de Développement Durable de l'Entreprise (PDD) et en l'absence du Plan de Développement Local des entités bénéficiaires des projets (PDL). De cette situation découle un autre risque, celui de l'appropriation des réalisations par les bénéficiaires, ce qui aura un effet négatif sur leur durabilité. Les projets réalisés ne relevant pas de leur choix, ils ne voudront pas se l'approprier, par exemple à travers leur bon entretien.

Un autre risque est celui lié au mécanisme de suivi. A partir de la faible redevabilité des sous-traitants vis-à-vis des bénéficiaires et du Comité de concertation, le mécanisme de suivi devient moins efficace, car les sous-traitants sont sélectionnés par l'entreprise et non par le Comité de

⁴² Note circulaire n° 001/M-HYD/CATM/CAB/MIN/2014 du 03 mai 2014 portant réglementation des Comités de Concertation.

⁴³ Entretien menés avec les leaders communautaires dans le bloc 3 le 18 et 19 novembre 2017 dans les sites de Boga, Burasi, Kyabohe, Bukiringi, Zunguluka, Tchabi, Kaynama et Mugwanga.

concertation. Par conséquent, il est difficile de déterminer leurs qualités et leurs impacts réels.

Les facteurs qui aggraveraient ces risques sont divers :

- par rapport à la sélection des projets sociaux et leurs appropriations, si les bénéficiaires restent toujours des acteurs passifs, c'est-à-dire quand bien même impliqués, leurs points de vue ne sont pas pris en compte ;
- la dépendance du Comité de concertation vis-à-vis de l'entreprise qui est elle-même gestionnaire des fonds des réalisations sociales et ceux de fonctionnement du Comité de concertation ;
- L'absence d'un PDD et d'un PDL.

En vue d'atténuer ces risques, plusieurs voies sont envisageables, dont l'institution d'un mécanisme clair de transparence dans la gestion des fonds à allouer et la redevabilité en rendant public trimestriellement le rapport d'exécution contenant le budget alloué et le montant investi ; le choix des projets à réaliser sur base du PDD de l'entreprise et PDL de l'entité bénéficiaire du projet ; l'institution d'un mécanisme multipartite d'approbation des projets de développement communautaire sur base de cahier des charges soumis, plutôt que de la laisser à la seule charge du Ministère des hydrocarbures ; la capacitation des membres de la communauté locale et de l'entité indépendante chargée de suivi et évaluation.

VII.6. CONTRIBUTION A L'EFFORT POUR L'EXPLORATION DE LA CUVETTE CENTRALE

Le paiement de ce flux, perçu par le Secrétariat Général aux Hydrocarbures, permet à la RDC de financer des études et des recherches pour bien évaluer et déterminer son potentiel en hydrocarbures. Le risque que présente ce flux est lié à sa destination, sa gestion et son résultat.

Les revenus de ce flux seraient affectés à d'autres destinations que de contribuer effectivement à l'exploration des bassins sédimentaires congolais. Les recherches menées par le CdC/RN n'ont pas pu prouver l'existence des recherches en cours financées par les revenus provenant de ce flux. Dans le rapport ITIE-RDC 2011, ce flux est repris comme encadré par la Cohydro

(SONAHYDROC), par contre dans le corps dudit rapport, c'est le Secrétariat Général des Hydrocarbures qui le perçoit⁴⁴. Le Règlement d'hydrocarbures de 2016 quant à lui accorde à la Sonahydroc la charge de contribuer à la valorisation et à la gestion du patrimoine pétrolier⁴⁵. Le risque serait que ces frais soient affectés à d'autres fins, car non perçu par la structure qui a pourtant la mission pour laquelle ce flux est payé.

Ces risques peuvent être aggravés si le mécanisme de la traçabilité des revenus de ce flux n'est pas mis en place et que sa perception continue à être faite par le Secrétariat Général des Hydrocarbures qui n'a pas pourtant la mission de procéder à cette exploration, et que l'Etat continue à rester dans l'ignorance de son potentiel pétrolier.

En vue d'atténuer ces risques, d'abord il faut définir un mécanisme ou mettre en œuvre un mécanisme de contrôle et de suivi des affectations des revenus issus du paiement de ce flux est nécessaire. Ensuite le transfert de responsabilité de la perception et de la gestion de ce revenu à la Sonahydroc. Enfin procéder effectivement à l'exploration des bassins sédimentaires congolais.

VII.7. FRAIS DE FORMATION DE CADRES CONGOLAIS

Comme l'indique son nom, ce flux contribue à la formation des cadres congolais du secteur des hydrocarbures et est perçu par le SGH. Aucune source à ce jour ne renseigne sur la politique du SGH pour la formation des cadres congolais et la statistique des cadres effectivement formés. La gestion de revenu de ce flux présente un risque, à savoir la mauvaise affectation des revenus issus de ce flux.

Ces risques pourraient être exacerbés si des mécanismes de transparence et de redevabilité dans la gestion de ce revenu ne sont pas mis en place pour s'assurer que ce flux contribue effectivement au renforcement des capacités des cadres congolais du secteur des hydrocarbures. La non publication de la

⁴⁴ Rapport ITIE-RDC 2011, Secteur des Hydrocarbures, p. 10

⁴⁵ Article 16 du Décret n°16/010 du 19 avril 2016 portant Règlement d'hydrocarbures

politique du Ministère des Hydrocarbures en matière de formation de ces cadres exacerberait ce risque.

En vue d'atténuer ce risque, il s'avère important que le Ministère des Hydrocarbures rende publique sa politique en matière de formation de ses cadres en définissant notamment le mécanisme de transparence et de redevabilité dans la gestion de ce revenu, les critères et la procédure de sélection, la publication périodique des statistiques des personnes formées.

VII.8. DIVULGATION DES CONTRATS, AVENANTS ET AUTRES DOCUMENTS

La législation congolaise a rendu obligatoire la publication de tout contrat ayant pour objet les ressources naturelles⁴⁶. Le CPP de 2007 et son Avenant de 2010 (Avenant n°1) ont été bel et bien publiés sur le site du Ministère des Hydrocarbures⁴⁷. Par contre, l'Avenant n° 2 qui consacre l'entrée de l'opérateur actuel (TOTAL E&P RDC) n'est jamais rendu public, ni sur le site internet de ministère des hydrocarbures, ni dans le Journal Officiel de la RDC. A l'heure de la rédaction du présent travail, ces contrats ne sont plus sur ce site internet, et le site lui-même demeure inactif (impossibilité de téléchargement). En plus de l'inaccessibilité à l'Avenant n°2, beaucoup d'autres documents ne sont pas dans le public. Il s'agit notamment des rapports périodiques de l'opérateur sur les activités pétrolières dans le bloc sous examen. Les quelques rapports des actionnaires, dont celui de SAC Oil⁴⁸ donnent certaines informations fiscales mais de manière agrégée sur le sujet de notre recherche. Cet état des choses rend incompréhensibles, voire non transparentes les informations relatives au bloc pétrolier III du Graben Albertine.

⁴⁶ Décret n° 11/ 26 du 20 mai 2011 portant l'obligation de publier tout contrat ayant comme objet les ressources naturelles

⁴⁷ <http://www.hydrocarbures.gouv.cd/spip.php?rubrique43>

⁴⁸ <http://www.eforaenergy.com/>

Ces risques peuvent s'aggraver si ses différents documents ne sont toujours pas rendus publics, accessibles et le Ministre des hydrocarbures ne rend pas opérationnel son site internet.

Pour atténuer ce risque, le gouvernement congolais et les contractants devraient, chacun en ce qui le concerne, rendre publics tous les documents ci-haut cités ainsi que les autres documents pour bien cerner l'évolution du développement du projet pétrolier du bloc III. Le ministre des hydrocarbures devrait opérationnaliser le site internet de son Ministère afin que tous les documents y soient accessibles.

VII.9. SECURITE ET ACCESSIBILITE AU BLOC III

La sécurité est un élément très capital pour un bon développement de toute activité. Dans le contexte du bloc III, depuis plusieurs années, un groupe de milices appelé Front de Résistance Patriotique de l'Ituri (FRPI) y est actif. Il y a également incursion sporadique dans le bloc des rebelles ougandais de Allied Democratic Forces (ADF-Nalu). Leur présence a beaucoup d'impacts négatifs, notamment difficile accès au bloc, ralentissement du processus d'exploitation (dans son sens large) ... Lors d'une descente de l'équipe du CdC/RN sur terrain, il a été trouvé une école (Ecole Primaire Kikoga) construite dans le cadre de la réalisation des projets sociaux, mais abandonnée suite à l'envahissement par le groupe des miliciens. Le risque de cette insécurité est aussi que l'entreprise la considère comme « cas de force majeure » pour justifier la longue durée de l'exploration. Et si l'entreprise la considère ainsi, tous les paiements que nous avons signalés pour la phase de production risquent d'être un manque à gagner à l'Etat qui ne saura les percevoir.

Ces risques peuvent être aggravés, si les éléments du FRPI et ADF-Nalu restent toujours actifs dans le bloc III.

Pour atténuer ces risques, il serait important de rétablir l'autorité de l'Etat en neutralisant les forces négatives et en renforçant la sécurité dans la zone d'exploitation.

VIII CONCLUSION

La présente étude, rappelons-le, a porté sur l'analyse des revenus fiscaux et parafiscaux du projet pétrolier bloc III, de 2008 à 2017. L'année 2008 a été choisie car elle est celle à laquelle les différents paiements étaient censés commencer à s'effectuer, le CPP ayant été signé en décembre 2007. L'année 2017 quant à elle a été choisie par rapport à la période retenue pour les estimations des flux et de la durée de la recherche.

Lors des analyses, il a été constaté diverses situations par rapport aux textes régissant le projet lui-même, au partenariat du projet, aux flux, et par rapport à la phase actuelle dudit projet.

Les textes régissant le projet, ont subi deux modifications dans un intervalle de cinq ans, à savoir en mai 2010 et décembre 2011. Certaines de ces modifications ont porté sur les partenariats du projet. C'est notamment l'entrée de TOTAL SA avec la modification de 2011. D'autres contrats n'ont pas encore été publiés jusqu'à ce jour.

S'agissant des estimations des flux, le cœur de l'analyse même, l'étude a d'abord montré des grands décalages entre leurs taux prévus dans le CPP de 2007 et ceux contenus dans l'Avenant de 2010, alors que leurs assiettes sont restées les mêmes. L'étude a conclu à une sous-estimation de ces assiettes par notamment le manque de maîtrise du potentiel en hydrocarbures par l'Etat congolais. Et même les majorations de 2010 ont été faites de manière forfaitaire. D'autres ont été majorés 4 fois plus, voire 10 fois plus. Certaines estimations faites ont manqué leurs sources de vérification, ce qui a jeté de doute sur la transparence dans le paiement et la gestion de ces revenus. Il a été difficile de confirmer si réellement ces flux ont été payés par l'entreprise, et dans l'affirmatif, quels circuits ont été utilisés pour leurs paiements. Toujours par rapport aux flux, il a été constaté le problème de gestions de leurs revenus et leurs impacts réels. C'est notamment le cas de bonus de production, des Frais de formation des cadres congolais et ceux de la Contribution à l'effort pour l'exploration de la Cuvette Centrale pour lesquels l'affectation reste opaque et les impacts quasi invisibles à terme des personnes réellement formés et/ou les découvertes faites à partir des revenus provenant

de ce flux. Un autre flux similaire dont la gestion s'est avérée opaque est celui relatif aux réalisations sociales. En effet, les recherches ont démontré une opacité criante dans la gestion des revenus de ce flux : le désidérata des bénéficiaires ne sont pas toujours pris en compte, les montant décaissés et investis restent l'apanage des « initiés », les réalisations sociales sont des fois de faibles qualité.

S'agissant enfin de la phase actuelle du projet, il y a eu deux extensions du Permis d'exploration respectivement en 2012 et 2015. Par contre aucun renouvellement comme prévue dans la loi et le CPP. Il a été ainsi noté qu'avec cette procédure, l'Etat, non seulement perd les revenus liés au renouvellement du Permis, mais aussi favorise la violation des dispositions légales relatives à l'abandon de la moitié de la superficie du bloc à chaque renouvellement.

Il a également été noté l'insécurité dans le bloc III, due à la présence et l'activisme des groupes armés, laquelle retarderait à longueur les activités pétrolières, et par conséquent priver l'Etat des revenus escomptés à la production.

Ceci étant la quintessence de la présente analyse, elle jette une base avec des pistes des solutions, afin que le projet pétrolier du bloc III contribue effectivement au développement intégral de la RDC en général et des zones d'exploitation en particulier. Par conséquent, les autres études en vue de compléter les aspects non abordés par la présente seraient vivement recommandées.

IX BIBLIOGRAPHIE

1. TEXTES LEGAUX

- ❖ Loi n° 15/012 du 1^{er} août 2015 portant régime général des hydrocarbures.
- ❖ Ordonnance-Loi n° 81-013 du 02 avril 1981 portant législation générale sur les mines et les hydrocarbures.
- ❖ Décret n°16/010 du 19 avril 2016 portant Règlement d'hydrocarbures.
- ❖ Décret n° 09/12 du 24 avril 2009 établissant la liste des entreprises publiques transformées en sociétés commerciales, établissement publics et services publics.
- ❖ Décret n° 11/ 26 du 20 mai 2011 portant l'obligation de publier tout contrat ayant pour objet ressources naturelles.
- ❖ Note circulaire n° 001/M-HYD/CATM/CAB/MIN/2014 du 03 mai 2014 portant réglementation des Comités de Concertation.

2. CONTRATS

- ❖ Contrat de Partage de Production entre RDC et l'Association South Africa Congo Oil (PTY) Ltd – La Congolaise des Hydrocarbures sur le Bloc III du Graben Albertine de la RDC, décembre 2007.
- ❖ Avenant n° 1 de mai 2010 au Contrat de partage de production entre RDC et l'Association South Africa Congo Oil (PTY) Ltd – La Congolaise des Hydrocarbures sur le Bloc III du Graben Albertine de la RDC.
- ❖ Avenant n° 8 à la Convention du 11 août 1969 régissant la recherche et l'exploitation des hydrocarbures dans la zone terrestre de la RDC.

3. RAPPORTS

- ❖ Rapport ITIE-RDC de 2008 à 2015
- ❖ Rapport boursier de Sac Oil 2012
- ❖ Total SA annuel report form 2015
- ❖ Pole Institute, Hydrocarbures dans le rift Abertine: opportunités de développement ou risques d'instabilité? Promouvoir la coopération et la stabilité régionale grâce aux ressources transfrontalières, Janvier 2014

- ❖ Fefred Relief Wildlife « la découverte du pétrole dans le graben albertine : défis, enjeux et perspective économique-environnementales
- ❖ TOTAL E&P RDC, Etude d'Impact Environnemental et Sociétal en un mot, Bloc III du Graben Albertine – Février 2014
- ❖ TOTAL E&P RDC, Etude d'impact environnemental et sociétal-résumé non technique, février 2014

4. INTERVIEW

- ❖ Entretiens menés avec les leaders communautaires dans le bloc 3 le 18 et 19 novembre 2017 dans les sites de Boga, Burasi, Kyabohe, Bukiringi, Zunguluka, Tchabi, Kaynama et Mugwanga.
- ❖ Entretien du 17 mars 2017 avec le Chargé de projet sociétal de TOTAL E&P RDC.
- ❖ Entretiens avec les institutions étatiques (Ministère des Hydrocarbures, COPIREP, Ministère du Portefeuille, Sonahydroc et Secrétariat Général des Hydrocarbures) à Kinshasa du 05 au 10 février 2018.
- ❖ Entretien du 17 mars 2017 avec le Chargé de projet sociétal de TOTAL E&P RDC.²

5. SITE INTERNET

- ❖ <https://savevirunga.com/mapping-oil-threat/block-iii-last-update/> et <http://www.petroleumafrica.com/sacoil-updates-drc-and-nigeria-activities/>
- ❖ www.eforaenergy.com/operations/drc-bloc-iii/?id=28.
- ❖ http://www.sharenet.co.za/feeds/share_performance/sens_display.php?code=sco&key=sco6hsi&year=2016&link=20160301085900@15.
- ❖ <http://www.sacoilholdings.com/operations/technical-terms-and-abbreviations/?id=29> .
- ❖ <http://www.eforaenergy.com/operations/drc-block-iii/?id=28>
- ❖ <https://transferwise.com/us/currency-converter/zar-to-usd-rate>
- ❖ <http://www.agenceecofin.com/exploration/2310-33345-rd-congo-total-et-ses-partenaires-obtiennent-deux-ans-de-plus-sur-le-bloc-iii>.

- ❖ <https://prixdubaril.com/petrole-index/petrole-au-congo.html>
- ❖ <http://www.hydrocarbures.gouv.cd/spip.php?rubrique43> .

ANNEXE 1
CASCADE FISCALE

Article 300 du Règlement d'Hydrocarbures

Les éléments de calcul du régime fiscal se présentent comme suit :

Production nette en bbl(1)

(x)	Prix en Usd (2)	
=	Revenus brut en Usd (3)	(1)*(2)
	Taux Taxe statistique (4)	
(-)	Taxe Statistique en usd (5)	(4)*(3)
=	Revenu avant déduction royalty (6)	(3)-
(5)		
	Taux royalty (7)	
(-)	Royalty en Usd (8)	(3)*(7)
=	Revenu Net (9)	(6)-
(8)		
	Taux cost-stop (10)	
(-)	Coûts en Usd (11)	(10)*(3)
=	Profit-oil avant répartition (12)	(9)-
(11)		

	Taux profit-oil Etat (13)	
	Profit-oil Etat en Usd (14)	(12)*(13)
	Taux générations futures (15)	
(14)*(15)	Fonds générations futures en Usd (16)	
	Taux profit-oil Contractant (17)	
(12)*(17)	Profit-oil contractant en Usd (18)	
	Taux provision interventions sociales (19)	
(18)*(19)	Provision interventions sociales en Usd (20)	
(18)- (20)	Profit-oil net contractant à repartir (21)	
	Taux Société Nationale (22)	
(22)	Pofit-oil Société Nationale en Usd (23)	(21)*
	Taux autres entités (24)	
* (24)	Profit-oil autres entités (25)	(21)

ANNEXE 2

ORDRE DE MISSION DANS LA ZONE DU GRABEN ALBERTINE



ANNEXE 3

ORDRE DE MISSION COLLECTE DES DONNEES A KINSHASA



CADRE DE CONCERTATION DE LA SOCIETE CIVILE DE L'ITURI
SUR LES RESSOURCES NATURELLES

CdC/RN

ORDRE DE MISSION
N° 12/CDC/RN/OM/0218



Je, soussigné, atteste par la présente que Messieurs **Jimmy MUNGURIEK UFOY**, Secrétaire Permanent et **Dieudonné PALUKU KASONIA**, Chargé de Programme tous du CdC/RN se rendent de Bunia à Kinshasa.

- Motif de voyage** : collecte des données de recherche sur la SONAHYDROC et Bloc pétrolier 3 du Graben Albertine
- Départ prévu** : 02 février 2018
- Durée de séjour** : 10 Jours
- Itinéraire** : BUNIA – KINSHASA - BUNIA
- Mode de transport** : Avion

Nous prions aux autorités tant civiles que militaires d'apporter leur assistance au porteur de la présente.

Fait à Bunia, le 01 février 2018

Eric MONGO MALOLO



Président du Conseil d'Administration

*Vu de 06/02/2018
Jean de Bur
Poste femme
h27*



Vo de 06/02/18

Siège administratif : Bld de Libération n° SU 105, Quartier Lumumba, Ville de Bunia, Province de l'Ituri

Téléphone : (+243) 998542897
(+243) 995096220
(+243) 815134070

E-mail : cdcituri@gmail.com
Blog : <http://cdcituri.wordpress.com>

