Comprendre les revenus et les ventes pétrolières de l'État en République du Congo grâce à la modélisation financière

décembre 2021

Resources for Development Consulting

151 Holland Ave. Suite 206

Ottawa, Canada

RESOURCES for DEVELOPMENT CONSULTING

www.res4dev.com

Remerciements

Nous tenons à remercier Florent Michel Okoko, Secrétaire Permanent du comité national ITIE ainsi que Nassim Bennani Kabchi, Directeur régional Afrique francophone, pour leur soutien continu et indéfectible sans lequel ce projet n'aurait pas été possible.

À propos de Resources for Development Consulting et de l'équipe du projet

Resources for Development Consulting (R4D) est un cabinet de recherche et d'analyse en économie ainsi qu'en politique publique fondé en 2012 dont l'objectif unique est d'aider les pays riches en ressources naturelles à obtenir une part équitable des revenus provenant de projets pétroliers, gaziers et miniers. Notre mission consiste à concevoir et à analyser des régimes fiscaux et de taxation, y compris des accords et des contrats de partage de production, à développer des modèles économiques permettant de prévoir les revenus potentiels du gouvernement en fonction de différentes modalités fiscales et de taxation et à aider les clients à utiliser le plus efficacement possible les données disponibles publiquement, y compris les contrats divulgués, les données de paiement des revenus, les données de production et les données de coûts.

Don Hubert (PhD) - Directeur de projet

Don Hubert est le fondateur et le président de Resources for Development Consulting (R4D). Le travail de Don se concentre sur l'utilisation de l'analyse des contrats et de la modélisation économique des projets afin d'analyser les régimes fiscaux, de prévoir les revenus issus des ressources naturelles et d'identifier les risques de perte de revenus étatiques dans les secteurs pétrolier, gazier et minier. Il a ainsi réalisé des analyses économiques détaillées de projets pétroliers, gaziers et miniers dans plus de vingt pays. Don est l'auteur de « Les Nombreuses Façons de Perdre des Milliards : Comment les gouvernements échouent à obtenir une part équitable de la richesse provenant des ressources naturelles ». Auparavant, Don a travaillé pour le ministère canadien des Affaires étrangères et comme professeur associé en affaires publiques et internationales à l'Université d'Ottawa. Il est titulaire d'un doctorat de l'Université de Cambridge, au Royaume-Uni, et est membre de l'Association of International Petroleum Negotiators.

Thomas Mitro

Thomas Mitro est l'un des associés Senior de R4D depuis 2019. Il possède plus de 40 ans d'expérience dans les activités financières, commerciales et gouvernementales en lien avec le pétrole. Au cours des 15 dernières années, il a travaillé en qualité de conseiller et formateur auprès de gouvernements et de compagnies pétrolières nationales en Afrique et en Asie. De 1999 à 2004, Thomas a occupé le poste de directeur général des finances de Chevron pour l'Afrique australe, basé à Luanda et également responsable de la République du Congo. Il est titulaire d'une licence en administration des affaires et d'un master en économie de l'université Duquesne de Pittsburgh, aux États-Unis.

Daniel Dumas

Daniel Dumas est associé Senior avec R4D depuis 2015. Avec près de 25 ans d'expérience dans les secteurs de l'énergie et des ressources naturelles, Daniel a assisté plus d'une vingtaine de pays à résoudre les problèmes de gouvernance du secteur extractif au niveau de l'attribution des licences, de la fiscalité, et de l'administration fiscale et en particulier l'atténuation des problématiques d'érosion fiscale. Daniel a dirigé la Section économique et légale du Secrétariat du Commonwealth pendant près de huit ans. Il a ensuite été recruté par le FMI pour travailler sur les questions de design et d'administration fiscale liés à ces secteurs. Daniel est titulaire d'une licence en administration des affaires et d'une maîtrise spécialisée en économie appliquée.

TABLE DES MATIÈRES

Remerciements i
À propos de Resources for Development Consulting et de l'équipe du projet i
Liste des acronymes et termes utilisés v
Résumé 1
Introduction 16

PARTIE I : Régime fiscal et analyse comparative 19

1 Régime fiscal Congolais et analyse comparative 21
1.1 Aperçu des CPP congolais 21
1.2 Résumé des principaux instruments fiscaux 22
1.3 Avantages et désavantages des instruments fiscaux congolais 26
1.4 Analyse comparative des modalités fiscales grâce à la modélisation financière 30
2 Analyse comparative nationale 35
2.1 CPP nationaux retenus pour l'analyse comparative 35
2.2 Part de l'État 39
2.3 Calendrier des revenus de l'État 41
2.4 Progressivité des revenus de l'État 42
2.5 Résultats économiques pour le Contracteur 44
2.6 Conclusions de l'analyse comparative nationale 45
3 Analyse comparative internationale des modalités fiscales 47
3.1 Régimes fiscaux internationaux pour l'analyse comparative 47
3.2 Part de l'État 50
3.3 Calendrier des revenus de l'État 51
3.4 Progressivité 52
3.5 Résultats économiques pour les Contracteurs 54
3.6 Conclusions de l'analyse comparative internationale 55

PARTIE II : Modélisation des revenues passés et futurs 58

4 Modélisations des permis et méthodologie 58
4.1 Résumé des quatre permis 59
5 Analyse des revenus passés 2013-2019 62
5.1 Revenus de l'État pour les quatre permis 2013-19 63
5.2 La situation économique du Contracteur pour 2013-2019 67
6 Prévision des potentiels revenus 70
6.1 Méthodologie du Forecasting 70
6.2 Prévisions des principaux revenus 70
6.3 Revenus futurs par permis 71
6.4 Sensibilité à la production 72
6.5 Sensibilité au prix 73

PARTIE III – Analyse des coûts 74

7 Analyse comparative des coûts 75
7.1 Analyse comparative des coûts d'investissement 75
7.2 Analyse comparative des coûts d'exploitation 82
7.3 Conclusions sur l'analyse comparative des coûts d'exploitation 89
8 Audit des coûts 90
8.1 La procédure comptable dans le CPP congolais 90
8.2 Évaluation de l'audit congolais des coûts amont 98

8.3 Conclusion : L'audit comme élément du contrôle des coûts 101

PARTIE IV – Ventes pétrolières 103

9 Résumé des ventes pétrolières 105
9.1 Enlèvements 2016-2020 106
9.2 Ventes pétrolières par vendeur 2016-18 109
9.3 Ventes par acheteur 2016-18 111
9.4 Résumé des ventes pétrolières par prix réalisé 112
10 Analyse du prix de vente réalisé 116
10.1 Données et méthodologie 116
10.2 Analyse comparative des bruts congolais 117
10.3 Conclusion sur l'analyse du prix de vente réalisé 124
11 Analyse du prix fixé 126
11.1 Approches de la valorisation 126
11.2 Cadre juridique pour la valorisation du brut congolais 128
11.3 Valorisation du brut congolais dans la pratique 130
11.4 L'impact des prix utilisés par les entreprises individuelles sur le prix fixé 131
11.5 Conclusions sur l'établissement du prix fixé 133
12 Mandat de commercialisation de la SNPC 135
12.1 Contrat de commercialisation du pétrole de l'État par la SNPC 135
12.2 Performance de la SNPC en matière de commercialisation du pétrole de l'État 135
12.3 Conclusions sur la commercialisation du pétrole de l'État par la SNPC 137
13 Gestion de la volatilité du prix du pétrole 138
13.1 Différentes approches de couverture des prix (« hedging ») 138
13.2 La couverture du prix du pétrole dans la pratique 140
13.3 Fonds de stabilisation 143
14 Disponibilité des contrats pétroliers 147
15 Données sur les revenus de l'État au niveau des projets 149
15.1 Données nécessaires pour l'analyse des revenus et la modélisation économique 149
15.2 Divulgations de l'ITIE 150
16 Données de production 152
17 Données de coûts 153
17.1 Catégories de coûts dans les rapports ITIE 153
17.2 Exactitude des données de l'ITIE 154
17.3 Format des données de l'ITIE 154
17.4 Reporting ITIE sur les audits des coûts 154
18 Données de l'ITIE sur les ventes pétrolières 155
18.1 Prix de vente déclaré différent du prix réalisé 155
18.2 Déclaration de tous les vendeurs dans les enlèvements conjoints 156
18.3 Exactitude dans la déclaration des ventes pétrolières 156
18.4 Absence de déclaration par certaines compagnies 156
18.5 Autres problèmes relatifs aux données 156

ANNEXES 158

Annexe I : Données de modélisation 159
I.1 Données historiques – 2013-2020 159
I.2 Hypothèses prévisionnelles – 2021-2025 162
I.3 Paiements par projet 163
I.4 Partage de la production - part du Contracteur 165
I.5 Prix haut – USD/bbl 167

Annexe II : Données sur les coûts **168**
II.1 Données ITIE sur les coûts pour 2016-18 168
II.2 Données ITIE sur les coûts – Permis prioritaires 2013-2018 171
II.3 Indice UCCI (Upstream Capital Cost Index) d'IHS 172
Annexe III : données sur les ventes pétrolières **173**
III.1 Données ITIE sur les ventes pétrolières par vendeur 2016-2018 173
III.2 Ventes de la SNPC 2019-2020 186
III.3 Données sur les ventes pétrolières par enleveur principal pour la période 2016-2020 190
III.4 Prix Fixés 2016-2021 206
III.5 Stipulation d'un CPP sur la valorisation 208

LISTE DES ACRONYMES ET TERMES UTILISES

AIE	Agence américaine d'information sur l'énergie
AOGC	Africa Oil and Gas Corporation
AP	Activités Propres de la SNPC
BBL/bbl	Barils
BL	Bill of Lading
BOE	Baril Equivalent Pétrole (Barrel of Oil Equivalent)
BOPD	Baril par jour
Capex	Dépenses d'investissement (capital expenditures)
Chevron	Chevron Overseas (Congo) Limited
CPP	Contrat de partage de production
CS	Cost stop
DFI	Décision finale d'investissement
DGH	Direction Générale des Hydrocarbures
Eni Congo	Eni Congo S.A.
ECO	Excess cost oil
ERR	Taux de redevance effectif (effective royalty rate)
FMI	Fonds monétaire international
FOB	Free on Board
FPU	Unité Flottante de Production
GNL	Gaz Naturel Liquéfié
HM	Haute Mer
HM A	Haute Mer Zone A
HM B	Haute Mer Zone B
HM D	Haute Mer Zone D
IHS CERA	Cambridge Energy Research Associates
IOC	Compagnie pétrolière internationale (International Oil Company)
ITIE	Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives
KLL	Kombi-Likalala-Libondo
MBbl	Milliers de barils
N/A	Non Applicable
NNPC	Nigeria National Petroleum Corporation
Opex	Dépenses d'exploitation (operating expenditures)
PC	Procédure Comptable
Perenco	Perenco Congo S.A
PID	Provision pour Investissements Diversifiés
PNGF	Pointe Noire Grands Fonds
PO	Profit oil
R4D	Resources for Development Consulting
RC	République du Congo
RMP	Redevance Minière Proportionnelle
SNPC	Société Nationale des Pétroles du Congo
SPO	Super profit oil
TdR	Termes de référence
TEPC	Total E&P Congo
TRI	Taux de Rentabilité Interne
UCCI	Upstream Capital Cost Index
USD	United States Dollar
VAN	Valeur Actuelle Nette
WTI	West Texas Intermediate

RESUME

L'ITIE Congo et le Secrétariat International ont initié la présente étude avec l'objectif d'analyser et de mieux comprendre les revenus de l'État passés et futurs tirés du secteur pétrolier.

Cette étude vise à encourager une plus grande transparence et à renforcer la mobilisation des revenus domestiques en développant des modèles financiers permettant d'expliquer le régime fiscal congolais, les paiements historiques effectués au profit de l'État et d'anticiper les revenus potentiels de l'État au cours des prochaines années.

Les modèles financiers sur lesquels est fondée cette analyse ont été fournis à l'ITIE Congo en tant qu'outils devant être utilisés dans le contexte national. Pour ce faire, l'analyse des interactions entre les volumes de production, le prix de vente du pétrole et les stipulations contenues dans les Contrats de partage de production (CPP) congolais est essentielle, spécialement pour pouvoir anticiper les revenus potentiels de la RC dans les prochaines années.

La République du Congo occupe une place de leader au sein de l'ITIE en matière de divulgation des données portant sur le secteur pétrolier.

Les contrats pétroliers ainsi que les amendements afférents sont publiés dans leur intégralité au Journal officiel.

Outre le fait de publier les données de paiement des revenus, l'ITIE Congo a publié ses données de production pétrolière au niveau de chaque permis individuel depuis 2013.

Depuis 2016, des données détaillées sur les coûts sont également publiées pour chaque permis.

Les données sur les ventes pétrolières individuelles ont été divulguées depuis 2016 et comportent des informations sur la qualité, le vendeur, l'acheteur et le prix de vente réalisé.

L'étude est également conçue afin d'analyser les nombreuses données relatives aux ventes pétrolières publiées par l'ITIE Congo.

Le prix de vente réalisé du pétrole congolais est utilisé pour établir le prix sur lequel les calculs fiscaux sont effectués (le prix fixé).

Le prix fixé détermine également l'allocation du super profit oil, qui sera réparti entre la société et l'État.

En outre, le Congo recevant la grande majorité de ses revenus pétroliers en nature (en barils de pétrole), le prix de vente du droit de l'État détermine principalement les revenus que percevra l'État.

En s'appuyant sur les Termes de référence (TdR), l'étude est divisée en cinq (5) parties.

I : Évaluation du régime fiscal congolais et comparaison de la part de l'État

La première partie de l'étude répond à l'interrogation : Quel est le cadre fiscal général et comment se compare-t-il avec d'autres pays ?

Elle comprend un examen des modalités fiscales contenues dans les contrats ainsi qu'une comparaison de la part de l'État dans les différents contrats congolais et avec les modalités applicables dans d'autres pays producteurs de pétrole.

Comme pour la plupart des pays en développement, le régime fiscal mis en œuvre dans le secteur pétrolier amont en RC est le système de partage de production.

Les caractéristiques principales de ce système, y compris l'allocation du cost oil pour permettre aux sociétés de récupérer leurs coûts et la répartition ultérieure du profit oil entre les sociétés et l'État, sont présentes dans le régime congolais.

Comme il est courant, le régime prévoit également une redevance qui se traduit par une allocation en pourcentage de la production brute à l'État.

Le régime fiscal congolais comprend également quelques caractéristiques inhabituelles, notamment un prix du pétrole (appelé *prix haut*) qui déclenche une allocation du super profit oil et détermine la valeur du cost oil.

Tandis que les modalités fiscales des premiers CPP signés au milieu des années 1990 présentent une grande cohérence, nous observons des variations inhabituelles entre les contrats signés depuis le début des années 2000, les modalités fiscales essentielles étant négociées sur une base individuelle. Il en résulte un degré élevé de complexité et une variation substantielle de la part de la production reçue par l'État.

Un modèle d'analyse comparative basé sur Excel a été développé et partagé avec l'ITIE Congo afin de comparer l'impact économique des modalités fiscales présentes dans plusieurs CPP congolais (Haute Mer 1994, Moho Bilondo 2005, Moho Bilondo 2012/19, Marine XII 2010, et

Kombi-Likalala-Libondo II 2020) et dans des contrats pétroliers récents de plusieurs pays pairs (Angola, Ghana, Nigeria, et Vietnam).

Deux projets pétroliers hypothétiques ont été développés, incluant des profils de production et de coûts cohérents avec les projets au Congo. Les analyses de cas ont été effectuées à un prix du pétrole de 70 $ par baril avec des sensibilités à 50 $ et 110 $. Des indicateurs standards ont été utilisés pour évaluer les résultats pour l'État (part, calendrier et progressivité) et les sociétés (valeur actuelle nette, taux de rendement interne et retour sur investissement).

Tandis que les résultats économiques dans un système de partage de production sont normalement déterminés par les modalités de récupérations des coûts et de répartition du profit oil, l'élément essentiel présent dans les contrats de la RC est le prix haut. Ce prix haut détermine à la fois l'évaluation du cost oil et la disponibilité potentielle du super profit oil et varie en 2021 entre les contrats congolais de 30 $ par baril à 104 $. En raison de ces différences marquées, la part de l'État au cours du cycle de vie du projet hypothétique varie de 50 % pour les modalités qui régissent actuellement Moho Bilondo à 93 % pour le permis original Haute Mer.

Des modalités fiscales conçues pour donner la priorité à la récupération des coûts de la société au détriment du super profit oil de l'État ont été introduites pour faciliter les investissements dans Moho Bilondo et Marine XII, ce qui a entraîné des réductions importantes des revenus de l'État au cours des premières années de production. L'inclusion du super profit oil dans le régime fiscal génère une certaine progressivité (une part accrue revenant à l'État) mais ces effets ne se font vraiment ressentir que lorsque le prix du pétrole franchit le seuil du prix haut.

Les résultats économiques des entreprises sont globalement inversés par rapport à ceux de l'État. Dans ces projets, la participation de la SNPC varie entre 10 % et 20 % et augmente la part de l'État dans les revenus jusqu'à 8 % dans le cas de Moho Bilondo. Pour les permis récents, le taux de rendement des sociétés privées pour ces champs hypothétiques est élevé tant pour Moho Bilondo (18 %) que pour Marine XII (14 %).

Des comparaisons sont également fournies avec des pays pairs de la région (Angola, Ghana et Nigeria) et à l'extérieur (Vietnam). Trois de ces pays ont recours au système de partage de production avec différentes approches concernant la répartition du profit oil, notamment des tranches traditionnelles basées sur la production (Vietnam), un facteur R (Nigeria) et un partage du taux de rendement (Angola). Le Ghana utilise

le système de redevance fiscale, mais inclut un élément fiscal qui est quelque peu analogue au profit oil.

Les modalités actuelles de Moho Bilondo, le permis le plus important du Congo, ont été utilisées comme référence. Les modalités fiscales de Cape 3 au Ghana génèrent des résultats similaires, avec une part de l'État relativement faible de 50 % et des revenus de l'État modestes au cours des premières années.

Le Vietnam est un pays dont le secteur pétrolier présente un profil similaire à celui du Congo, dans la région de l'Asie du Sud-Est, les stipulations de son CPP de 2012 générant de meilleurs résultats pour l'État en termes de part (60 %) et de part de ces revenus qui surviennent tôt dans le cycle de vie du projet.

Il n'est pas surprenant que les plus grands producteurs d'Afrique négocient de meilleures modalités avec une part de l'État de 67 % (Angola avant d'ajouter la part de la Compagnie nationale) et de 72 % (Nigeria). Dans les deux cas, l'État reçoit une proportion plus élevée de ses revenus au cours des premières années. Avec des allocations du profit oil sensibles aux bénéfices, les régimes fiscaux de l'Angola et du Nigeria, et dans une moindre mesure du Ghana, sont plus progressifs que ceux du Vietnam ou de Moho Bilondo. Le TRI des entreprises est de 15 % en Angola et au Nigeria, de 16 % au Vietnam et de 18 % au Ghana.

Aucun ensemble unique de modalités fiscales ne peut être considéré comme la meilleure pratique. Cependant, il existe un consensus sur le fait que, combinées, les modalités doivent générer des rendements suffisants pour les sociétés sur une gamme de conditions de marché et géologiques évitant ainsi toute renégociation, réserver un montant minimum prévisible pour l'État, atteindre un certain niveau de progressivité où l'État peut capter une part croissante à mesure que la rente économique augmente, et être relativement simples à superviser et à auditer.

Le régime fiscal congolais s'est complexifié au fil des années pour faire face à l'impact démesuré du prix haut sur l'allocation du cost oil et du super profit oil. Lors de la fixation du prix haut, les négociateurs doivent convenir d'un prix qui s'appliquera pendant des décennies comme un seuil au-delà duquel la part de l'État augmentera considérablement.

En raison de l'évolution du marché pétrolier international, les contrats congolais ne se sont pas avérés durables et des modifications substantielles ont été nécessaires pour encourager de nouveaux investissements majeurs dans Moho Bilondo et Marine XII.

Les conclusions des analyses comparatives des régimes fiscaux nationaux et internationaux sont cohérentes et démontrent que la complexité du système congolais a un impact sur la performance du système fiscal.

Les régimes de partage de production plus traditionnels, comptant moins d'instruments fiscaux, sont plus performants dans une série de scénarios relatifs aux volumes de production, au prix du pétrole et aux coûts des projets. Le partage du profit oil sur la base d'une mesure de la rentabilité, qu'il s'agisse d'un facteur R comme au Nigeria ou d'un taux de rendement comme en Angola, permet d'intégrer durablement la progressivité dans le système fiscal sans référence à un prix spécifique du pétrole.

L'utilisation du profit oil en tant que mécanisme pour générer la progressivité simplifie le processus de récupération des coûts sans avoir besoin du cost oil garanti ou d'une allocation séparée de l'excess cost oil.

Dans les autres pays, un impôt sur les revenus des entreprises, non inclus dans le régime fiscal congolais, représente la plus grande source de revenus de l'État.

II : Modélisations des revenus passés et futurs pour les permis sélectionnés

La Partie II répond à la question : « Quels sont les revenus anticipés de l'État en utilisant la modélisation financière ? ». En se basant sur l'élaboration d'un modèle financier de flux de trésorerie utilisable localement, l'objectif est de mettre en évidence le partage de la production entre l'État et les sociétés pour les revenus passés à compter de 2013 et de prévoir les potentiels revenus de l'État jusqu'en 2025. Conformément aux termes de référence et selon la disponibilité des données, l'analyse se concentre sur les permis suivants : Nkossa, Nsoko, Moho Bilondo et Kombi-Likalala-Libondo.

Un modèle de flux de trésorerie annuel pour 2013-2025 a été développé et partagé avec l'ITIE Congo sur la base des modalités fiscales contenus dans les CPP et amendements concernés.

Lorsque cela était possible, les données ont été extraites des rapports ITIE du Congo pour les années 2016-2018 avec des données historiques supplémentaires fournies par le Secrétariat National. La modélisation d'un sous-ensemble d'années de projets récents présente toutefois des limites importantes, car la plupart des indicateurs servant à l'analyse de la part de l'État et de résultats économiques des sociétés doivent tenir compte de l'ensemble de l'investissement historique.

En outre, étant donné la complexité des projets et des modalités fiscales, il est difficile de concilier les paiements historiques avec les résultats de la modélisation. Néanmoins, les résultats du modèle pour les revenus de l'État se situent en moyenne dans une fourchette de déviation de 5 % des paiements réels.

Les revenus de l'État provenant de ces quatre permis ont chuté de manière spectaculaire, passant d'un maximum de 2,1 milliards de dollars en 2013 à un minimum de 350 millions de dollars en 2016, avec une reprise partielle en 2019 à 1 milliard de dollars.

Les prix du pétrole ont chuté pendant cette période, passant d'un maximum d'environ 100 dollars le baril à un minimum d'environ 40 dollars.

Cependant, au cours de ces mêmes années, la production a doublé, passant d'un minimum en 2015/16 de moins de 100 000 barils par jour à un maximum en 2018/19 de plus près de 200 000 barils.

Le résultat net est que le total des revenus bruts annuels combinés déclarés dans ces permis pour 2018 et 2019 a augmenté d'un milliard de dollars par an par rapport aux niveaux de 2013 et 2014.

Malgré cette forte augmentation des revenus totaux du projet, les revenus annuels de l'État ont diminué en 2018 et 2019 de plus d'un milliard de dollars par an par rapport à 2013 et 2014.

L'augmentation des volumes de production ayant plus que compensé la baisse du prix du pétrole, la baisse des revenus de l'État est principalement due à la diminution du pourcentage de la part de l'État dans les revenus totaux du projet, qui est passé d'environ 60 % en 2013 à moins de 30 % en 2019.

Le principal déclencheur de cette baisse a été les augmentations négociées du prix haut, en particulier pour Moho Bilondo et Nkossa. Comme ces permis étaient saturés en termes de coûts au cours de cette période (le cost oil était récupéré jusqu'à la limite du cost stop), les augmentations du prix haut ont entraîné des allocations beaucoup plus importantes du cost oil.

En outre, l'augmentation du prix haut a supprimé le super profit oil en tant que source de revenus pour l'État, car le super profit oil est basé sur le montant par lequel le prix du marché dépasse le prix haut. Par exemple, le permis Moho Bilondo a généré près de 1,5 milliard de dollars de super profit oil si l'on additionne les années 2013 et 2014, mais n'a généré aucun

super profit oil lors de la hausse des prix de 2018 et 2019, le prix haut ayant été porté à 90 dollars le baril.

Les prévisions de revenus de l'État sont limitées aux quatre mêmes permis qui représentaient 62 % de la production congolaise en 2020.

Les prévisions de revenus ont été générées sur la base des données disponibles, y compris les volumes de production à partir de 2020 avec une hypothèse de déclin annuel de 7 %.

Bien que les coûts d'exploitation soient supposés être conformes aux modèles historiques, ils n'ont pas d'impact sur les prévisions de revenus de l'État, sauf dans les scénarios les plus extrêmes, car les permis devraient rester saturés en termes de coûts au moins jusqu'en 2025.

L'analyse du cas de base utilise un prix du pétrole de 70 $ le baril, avec des sensibilités à 50 $ et 90 $. Dans le scénario de base, les revenus prévus sont inférieurs à 1 milliard de dollars par an jusqu'en 2024, date à laquelle le franchissement d'un seuil de production pour Moho Bilondo pourrait augmenter les revenus de plusieurs centaines de millions de dollars.

Dans un scénario de prix du pétrole bas, les revenus de l'État pourraient tomber à un peu plus de 500 millions de dollars, tandis que dans un scénario de prix élevé, ils pourraient grimper à plus de 1,5 milliard de dollars. En raison de évolutions dans les modalités fiscales, en particulier pour Moho Bilondo, même dans un scénario de prix élevé, les revenus de l'État de ces quatre permis ne devraient pas retrouver les niveaux de 2013 et 2014.

III : Analyse des coûts pétroliers et audit des coûts

Comme des coûts plus importants ont pour conséquence qu'une plus grande part de la production est allouée au cost oil pendant le cycle de vie du projet, il est dans l'intérêt de l'État de chercher à contrôler ces coûts.

Dans certains cas, des coûts pétroliers élevés résultent de facteurs concrets et réels, notamment de la géologie, de la localisation des champs pétrolifères et des augmentations du coût des intrants pour l'ensemble de l'industrie. Dans d'autres cas, les coûts élevés peuvent être le résultat d'une surévaluation des coûts.

Depuis 2016, les rapports ITIE en RC ont commencé à inclure une déclaration des coûts annuels ventilés par permis.

La partie III de cette étude analyse les coûts pétroliers congolais de référence et évalue les efforts de l'État pour auditer ces coûts.

L'analyse comparative des coûts pétroliers est un exercice complexe qui repose sur la grande qualité des données. Les données publiées dans les rapports ITIE et fournies par le Secrétariat national concernant les coûts de développement et d'exploitation présentent d'importantes lacunes qui limitent la fiabilité des résultats.

L'analyse des coûts de développement de quatre projets congolais - Moho Bilondo, Moho Phase 1 bis et Nord, Lianzi et Néné Marine - est basée sur des données limitées se trouvant dans le domaine public. Ces quatre projets sont comparés à 44 projets pétroliers offshore mis en service entre 2000 et 2020 en Angola, en Guinée équatoriale, au Gabon, au Ghana et au Nigeria.

Bien que les résultats de l'analyse ne soient pas véritablement concluants, les données disponibles suggèrent que les coûts de développement de certains projets congolais, notamment Moho Phase 1 bis et Moho Nord, sont parmi les plus élevés de la région. Une analyse plus détaillée des coûts de développement pourrait donc être justifiée et devrait se fonder sur les déclarations de coûts annuelles détaillées soumises par les sociétés.

Les coûts d'exploitation pour les permis Nkossa, Nsoko, Moho Bilondo, Marine XII et Kombi-Likalala-Libondo (2013-2018) et pour tous les permis dont les données sur les coûts ont été publiées dans les rapports ITIE (2016-18) ont été comparés aux coûts d'exploitation offshore moyens en Angola et au Nigeria publiés par Rystad.

L'analyse comparative des coûts d'exploitation congolais a été entravée par un manque de clarté des rapports ITIE concernant la distinction entre les coûts classés comme coûts d'exploitation par rapport à ceux classés comme autres coûts.

L'analyse comparative suggère que les coûts d'exploitation congolais étaient similaires à la moyenne régionale en 2013-15, supérieurs à la moyenne régionale en 2016-17 (s'expliquant potentiellement par la mise en service de nouvelles capacités de production), et inférieurs en 2018.

Selon les données de l'ITIE, parmi les principales compagnies pétrolières internationales opérant au Cong, Eni Congo avait les coûts d'exploitation les plus élevés, Perenco avait les plus bas, et TEPC se situait entre les deux.

Les modalités régissant la récupération des coûts pétroliers par les sociétés sont définies dans les CPP et en particulier dans l'annexe

« Procédure comptable » qui établit quels coûts peuvent être récupérés, comment les coûts pétroliers doivent être déclarés et les droits d'audit de l'État.

Comme pour les modalités fiscales, il existe un degré inhabituel de variation des modalités relatives à la Procédure comptable dans les CPP congolais. Même dans les CPP les plus récents, des éléments largement considérés comme sources de controverse et de perte potentielle de revenus de l'État, telles que les limites sur les coûts de financement, l'exclusion de la charge directe des frais généraux de la société mère et le traitement des dépenses de marketing, ne sont pas traités efficacement.

Les informations fournies étant insuffisantes pour évaluer les efforts de l'État en matière d'audit des coûts, le rapport identifie les meilleures pratiques pour aider à renforcer les efforts dans ce domaine.

Globalement, nous pouvons nous attendre à ce que l'impact du contrôle des coûts sur la protection des revenus de l'État soit plus faible au Congo que dans la plupart des autres pays producteurs de pétrole, et ce pour trois raisons.

Premièrement, l'analyse comparative fiscale a montré que le régime fiscal congolais est moins sensible aux coûts des projets par rapport à la plupart des autres pays en raison de l'importance de l'allocation avant coût du super profit oil.

Deuxièmement, les permis examinés devraient tous rester saturés en termes de coûts au moins jusqu'en 2025, ce qui signifie que les réductions de coûts n'auront pas d'impact sur les revenus de l'État au cours des prochaines années.

Troisièmement, les plus grandes possibilités de contrôle des coûts existent lors de l'examen minutieux des plans de développement et des budgets avant le début des travaux, mais les données se trouvant dans le domaine public suggèrent que les investissements à grande échelle (sauf peut-être l'expansion de Marine XII) sont peu probables dans les années à venir.

Tandis que les bénéfices en termes de revenus pour l'État du contrôle des coûts seront différés, les réductions de coûts seraient immédiatement bénéfiques en réduisant la part des coûts de la SNPC.

IV : Analyse des ventes pétrolières et des prix de vente réalisés

La partie IV de l'étude fournit une analyse des données sur les ventes pétrolières, y compris des prix de vente réalisés et la méthode utilisée pour établir le prix du pétrole pour les calculs budgétaires.

Plus précisément, les termes de référence demandent une analyse multidimensionnelle comprenant une comparaison des ventes pétrolières par vendeur, par acheteur et par type de pétrole brut, une analyse des pratiques de vente des compagnies pétrolières ainsi que du mandat de vente de la compagnie pétrolière nationale SNPC, une évaluation du mécanisme d'établissement du prix fixé et un examen des options permettant à l'État de gérer la volatilité des prix du pétrole par le biais de la couverture.

L'analyse des ventes pétrolières couvre 2016-18 et est étendue 2020 lorsque des données pertinentes ont été fournies.

Les ventes de pétrole brut congolais sont dominées par deux mélanges - Djeno et Nkossa - qui représentent ensemble environ 90 % des ventes totales.

TEPC est le plus grand vendeur de Djeno, tandis que Eni Congo est le plus grand vendeur de Nkossa.

De 2016 à 2020, 514 chargements ont eu lieu, dont 400 provenant de sociétés pétrolières privées et 114 de la SNPC.

Certains des enlèvements des plus grandes sociétés, dont Eni Congo, TEPC et Perenco, impliquent des ventes combinées avec d'autres sociétés selon des modalités similaires. Tous les enlèvements de Chevron s’effectuent en solitaire.

Quatre sociétés - TEPC, Eni Congo, Chevron et Hemla - vendent leurs droits à des sociétés affiliées et ces ventes constituent plus de 66 % des ventes de Djeno et plus de 80 % des ventes de Nkossa.

Le brut de référence pour les ventes pétrolières congolaises est le Brent daté tel que rapporté par Platts. Les prix sont basés sur un prix moyen du Brent daté sur une période donnée moins un différentiel.

Même avec des données détaillées sur les prix de vente réalisés, une comparaison directe est impossible, car les transactions ont lieu à des dates différentes, dans des conditions de marché différentes et avec des périodes de tarification différentes (bien que près de 70 % soient vendus sur la moyenne du Brent sur 5 jours).

Le Nkossa est un brut plus léger et plus doux et se vend donc à un prix plus proche du Brent, tandis que le Djeno est plus lourd et plus acide et

se vend donc normalement avec une décote, bien que cette dernière se soit réduite ces dernières années.

Les comparaisons avec des bruts régionaux de qualité similaire (Bonny Light du Nigeria pour le Nkossa et Girassol d'Angola pour le Djeno) suggèrent que les bruts congolais se vendent tous deux à des prix inférieurs aux comparateurs régionaux, même lorsque la qualité et les coûts d'enlèvements sont similaires.

Les comparaisons entre les sociétés qui vendent du brut congolais suggèrent que TEPC, le plus grand vendeur de Djeno (47 %) et un important vendeur de Nkossa (20 %), vend avec une décote plus élevée ou avec une prime plus faible. Compte tenu de l'ampleur des revenus en jeu, une analyse complémentaire des écarts de prix avec les bruts régionaux et entre les vendeurs congolais est justifiée.

Un prix fixé est utilisé dans les systèmes de partage de production pour déterminer l'allocation du cost oil aux sociétés.

Au Congo, le prix fixé détermine également le montant du 1 % de la réserve pour investissements diversifiés (PID) et du super profit oil lorsque le prix fixé dépasse le prix haut. Les intérêts des sociétés et de l'État divergent concernant la fixation du prix fixé, les sociétés bénéficiant d'un prix fixé plus bas et l'État d'un prix fixé plus élevé.

Il existe trois grandes approches de valorisation : l'utilisation du prix de vente pour les transactions entre parties non affiliées, l'utilisation d'une référence régionale avec des ajustements lorsque la plupart des ventes se font entre parties affiliées, et l'utilisation d'un prix de référence quelle que soit la nature des transactions.

Selon le Code des Hydrocarbures de 2016, le prix fixé doit refléter les prix du marché basés sur des transactions entre acheteurs et vendeurs indépendants.

Tandis que la plupart des CPP congolais fondent la valorisation sur les prix de vente réalisés de toutes les ventes, certains CPP actuellement en vigueur prévoient l'établissement d'un prix indépendant si moins de 30 % des ventes se font entre acheteurs et vendeurs indépendants.

En pratique, bien que seulement 13 % des ventes de Djeno et moins de 1 % des ventes de Nkossa soient réalisées entre des acheteurs et des vendeurs indépendants (les ventes de la SNPC n'étant pas prises en compte), le prix fixé mensuel pour les années considérées est basé uniquement sur le prix de vente réalisé déclaré pour toutes les ventes privées, sans autre ajustement.

En comparant les prix de vente réalisés avec le prix fixé mensuel, les ventes déclarés d'Eni Congo exercent une influence à la hausse sur le prix fixé tandis que les ventes déclarés de TEPC exercent une influence à la baisse.

Compte tenu de l'importance du prix fixé dans la génération des revenus de l'État, et de la prédominance des transactions entre parties affiliées, il est conseillé au Congo de renforcer les procédures afin de s'assurer que les transactions reflètent véritablement les prix de pleine concurrence du marché.

La SNPC est mandatée pour vendre les droits pétroliers de l'État en vertu d'une Convention conclue en 2003.

Les paiements au Trésor public doivent être basés sur le prix de vente réalisé moins une commission de 1,6 %.

Les données publiées par l'ITIE du Congo pour 2016-18, et les données complémentaires fournies par le Secrétariat national, montrent le prix réalisé pour les ventes de la SNPC pour le compte de l'État.

Le prix fixé mensuel fournit une référence indépendante pour évaluer la performance des ventes de la SNPC. Les données indiquent que pour toutes les années, à l'exception de 2018, le prix moyen des ventes pétrolières de l'État par la SNPC est tombé en dessous du prix fixé mensuel.

Sur la période de cinq ans, les ventes de la SNPC d'environ millions de barils ont été vendues en moyenne pour 0,56 $ par baril de moins que le prix fixé dérivé des ventes des entreprises privées.

Le prix du pétrole étant intrinsèquement volatile et entraînant des cycles « haussiers et baissiers » dommageables pour les économies dépendantes des revenus pétroliers, il est possible d'envisager un mécanisme permettant de lisser les transferts de revenus vers le budget de l'État.

Une des options consiste à couvrir le prix des droits pétroliers de l'État par des instruments financiers afin de garantir un prix prévisible sur une période prédéterminée.

Même si la couverture des prix est une pratique courante parmi les entreprises privées, il existe relativement peu d'exemples de couverture des prix par les pays producteurs, le Mexique et, pendant une courte période, le Ghana étant des exemples pertinents.

Le mécanisme de couverture semble relativement peu répandu en raison du risque politique associé à des pertes potentielles à grande échelle.

La couverture représente également un défi pour les partisans de la transparence, car une couverture efficace exige un certain degré de confidentialité.

Les revenus peuvent également être lissés par l'adoption d'une règle fiscale sur l'épargne et les dépenses ainsi que par la création d'un fonds de stabilisation, comme cela a été fait au Ghana, Nigeria, en Azerbaïdjan, Guyane, Russie et au Timor-Leste.

Les résultats obtenus par les fonds de ressources naturelles pour soutenir des allocations stables au budget de l'État sont mitigés. Le succès dépend du respect rigoureux des règles fiscales, de la qualité de la gouvernance nationale globale et de la gouvernance efficace du fonds.

V : Évaluation des données ITIE du Congo

La Partie V de l'étude contient une évaluation consolidée des données ITIE utilisées pour cette étude.

La plupart des analyses du rapport sont basées sur des donnés se trouvant dans le domaine public, notamment dans les rapports ITIE et les sites Internet gouvernementaux. Les contrats et les amendements sont des composantes essentielles pour effectuer l'analyse des revenus.

Bien que le Congo publie tous les contrats et amendements, ces documents restent difficiles à localiser et, conformément aux bonnes pratiques de l'ITIE, ils devraient être disponibles sur un site Internet unique facilement consultable.

La divulgation des données sur la production et les coûts au niveau du permis est essentielle pour effectuer une analyse détaillée des revenus et doit être poursuivie. Il convient également de veiller à ce que les catégories de déclaration soient cohérentes, que ce soit au niveau du permis ou de la zone de développement.

Dans un faible nombre de cas, les données fournies ultérieurement par le Secrétariat national étaient différentes de celles publiées initialement dans les rapports ITIE. Des mesures devraient donc être prises afin de mettre à jour les déclarations historiques, le cas échéant.

L'analyse des coûts effectuée dans ce rapport a été entravée par les catégories de coûts déclarées, notamment une catégorie appelée « autres coûts », qui n'est pas utilisée de manière cohérente pour tous les permis. Les coûts du projet devraient être divulgués en fonction des catégories de

déclaration des coûts définies dans les CPP, notamment l'exploration, le développement, l'exploitation et l'abandon.

Toutes les données quantitatives de l'ITIE devraient être rendues disponibles dans un format lisible par machine.

Des leçons précieuses peuvent être tirées de ce projet et peuvent permettre d'améliorer la portée des divulgations congolaises afin de faciliter l'analyse des revenus et de permettre l'expansion de la modélisation économique.

Premièrement, chaque source individuelle de revenus de l'État devrait être divulguée au niveau des permis individuels (définis par le cloisonnement du projet). La pratique antérieure qui consistait à regrouper trois ensembles de paiements – le profit oil, super profit oil et l'excess cost oil - en un seul paiement appelé profit oil doit être remplacée par des ventilations qui permettent une analyse pertinente des revenus, même sans modélisation économique complète. Des clarifications devraient être fournies dans tous les cas où les coûts sont autorisés à être consolidés sur plusieurs permis.

Deuxièmement, l'ITIE Congo devrait envisager de publier systématiquement les données sur l'allocation de la production au contracteur (le groupe de sociétés) au niveau du permis et les instruments fiscaux individuels.Ces données fournies par le Secrétariat National pour les quatre permis analysés ont amélioré la précision de l'analyse des paiements historiques. La publication de ces données permettrait une analyse détaillée des revenus pour les permis n'ayant pas été modélisés.

Troisièmement, une analyse fiable des revenus dépend de données chronologiques précises. L'extraction de ces données de différents rapports ITIE, générés par différents administrateurs indépendants, crée un risque d'incohérences. Idéalement, les données devraient être divulguées sur une période historique déterminée de cinq ans ou plus, avec des ajustements apportés aux données historiques si des anomalies sont identifiées.

Le projet a également permis de tirer des leçons importantes concernant les données sur les ventes pétrolières.

Les données de base utilisées dans l'analyse des ventes pétrolières ont été publiées dans les rapports ITIE du Congo couvrant les années 2016-2018.

Des informations contextuelles supplémentaires devraient être incluses pour préciser que les données sont censées être le prix de vente réel réalisé franco à bord (FOB) au terminal de chargement Djeno, tel que déclaré par les vendeurs.

Des clarifications devraient être fournies sur le fait que ces prix incluent ou excluent une série de coûts et de frais connexes. Il convient enfin de veiller à ce que les entreprises déclarent le prix de vente réalisé pour la cargaison, et non un prix moyen ou le prix fixé, et à ce que des données exactes soient déclarées pour chaque vendeur individuel en cas d'enlèvements conjoints.

INTRODUCTION

La République du Congo (RC) a occupé une place de leader au sein de l'ITIE en matière de divulgation des données portant sur le secteur pétrolier. Les contrats pétroliers ainsi que les amendements afférents sont publiés dans leur intégralité au Journal officiel. Outre le fait de publier les données de paiement des revenus, le Secrétariat permanent de l'ITIE a publié ses données de production pétrolière au niveau de chaque permis individuel depuis 2013. Depuis 2016, des données détaillées sur les coûts sont également publiées pour chaque permis. Les données sur les ventes pétrolières individuelles ont été divulguées depuis 2016 et comportent des informations sur la qualité, le vendeur, l'acheteur et le prix de vente réalisé.

Le Secrétariat permanent de l'ITIE et le Secrétariat International ont initié la présente étude avec l'objectif d'analyser et de mieux comprendre les revenus de l'État passés et futurs tirés du secteur pétrolier.

Cette étude vise à encourager une plus grande transparence et à renforcer la mobilisation des revenus domestiques en développant des modèles financiers permettant d'expliquer le régime fiscal congolais, les paiements historiques effectués au profit de l'État et d'anticiper les revenus potentiels de l'État au cours des prochaines années. Les modèles financiers sur lesquels est fondée cette analyse ont été fournis au Secrétariat permanent de l'ITIE en tant qu'outils devant être utilisés dans le contexte national. Pour ce faire, l'analyse des interactions entre les volumes de production, le prix de vente du pétrole et les stipulations contenues dans les Contrats de partage de production (CPP) congolais est essentielle, spécialement pour pouvoir anticiper les revenus potentiels de la RC dans les prochaines années.

L'étude est également conçue afin d'analyser les nombreuses données relatives aux ventes pétrolières publiées par le Secrétariat permanent de l'ITIE. Le prix de vente réalisé du pétrole congolais est utilisé pour établir le prix sur lequel les calculs fiscaux sont effectués (le prix fixé). Le prix fixé détermine également l'allocation du super profit oil, qui sera réparti entre la société et l'État. En outre, le Congo recevant la grande majorité de ses revenus pétroliers en nature (en barils de pétrole), le prix de vente du droit de l'État détermine principalement les revenus que percevra l'État.

En s'appuyant sur les Termes de référence (TdR)[1], l'étude est divisée en cinq (5) parties. Un résumé de la structure du document est fourni ci-dessous. Une description supplémentaire des exigences des Termes de référence se trouve également en début de chaque grande Section.

La première partie de l'étude répond à l'interrogation de départ des Termes de référence : Quel est le cadre fiscal général et comment se compare-t-il avec d'autres pays ? La réponse

[1] Tirer parti de la Norme ITIE en République du Congo pour comprendre et anticiper les revenus et les ventes pétrolières de l'état grâce à la modélisation financière. Conformément aux Termes de référence, le projet est divisé en deux phases. Pour la première phase, l'étendue des travaux originellement en trois parties a été élargie à quatre parties à la suite d'un accord entre le Secrétariat permanent de l'ITIE et le consultant. Cet élargissement permet de répondre à toutes les exigences indiquées dans les TdR, tout en accordant plus d'attention à l'analyse des coût pétroliers.

doit inclure la présentation des provisions légales et des contrats ainsi que la revue des avantages et des inconvénients éventuels des instruments fiscaux, la comparaison des parts de l'État entre les différents contrats et avec d'autres pays pétroliers. Cette première partie, Partie I, est divisée en trois (3) chapitres :

- Le Chapitre 1 donne un aperçu du régime fiscal pétrolier amont congolais, décrit les avantages et inconvénients des différents instruments fiscaux et décrit la méthodologie de l'analyse comparative.
- Le Chapitre 2, grâce à la modélisation financière, compare la performance de cinq (5) ensembles de modalités fiscales contenues dans les CPP, ainsi que leurs amendements pour les permis clés, avec des champs hypothétiques.

- Le Chapitre 3, grâce à la modélisation financière, compare les modalités fiscales des plus importants permis congolais – Moho Bilondo (Haute Mer Zone D) – avec celles de juridictions paires régionales et internationales.

La Partie II répond à la question : « Quels sont les revenus anticipés de l'État en utilisant la modélisation financière ? » En se basant sur l'élaboration d'un modèle financier de flux de trésorerie utilisable localement, l'objectif est de mettre en évidence le partage de la production entre l'État et les sociétés. Conformément aux TdR, la modélisation doit se concentrer sur les permis suivants : Marine XII, Nkossa, Nsoko, Moho Bilondo et Kombi-Likalala-Libondo. Le modèle doit servir à l'analyse des données publiées sur les revenus passés à compter de 2013 et à prévoir les potentiels revenus de l'État dans les années à venir, selon divers scénarios de prix, de production et de coûts. La Partie II se décompose également en trois (3) Chapitres :

- Le Chapitre 4 décrit les permis, le modèle financier et la méthodologie appliquée pour expliquer les revenus historiques à travers une modélisation du passé (backcasting) et pour anticiper les revenus futurs de l'État selon divers scénarios (forecasting).
- Le Chapitre 5 vise à expliquer les paiements historiques (entre 2013 et 2020) à l'État provenant des permis identifiés, et notamment l'ampleur de ces paiements et le partage de production entre les coûts, les sociétés privées et l'État.
- Le Chapitre 6 contient une prévision des revenus potentiels de l'État pour les années 2021 à 2025 pour les permis identifiés, selon différents scénarios, en se concentrant principalement sur le prix du pétrole et le volume de production.

La Partie III de l'étude propose une analyse des coûts pétroliers amont en insistant sur deux (2) dimensions principales. Elle répond à l'exigence des Termes de référence de fournir une analyse des coûts comprenant « la revue des niveaux de coûts et la comparaison du niveau des coûts avec d'autres pays pétroliers, notamment les pays de la sous-région d'Afrique centrale, l'analyse de sensibilité aux coûts et à la vitesse de récupération des coûts et finalement, les forces et faiblesses des procédures d'audit des coûts. » La Partie III est regroupée en deux (2) Chapitres :

- Le Chapitre 7 contient une analyse comparative des coûts d'investissement et d'exploitation par rapport à d'autres pays de la région et d'autres projets de la RC.
- Le Chapitre 8 propose une analyse de la procédure d'audit des coûts, incluant l'analyse des Procédures comptables (PC) des CPP et des procédures d'audit des coûts entreprises en RC.

La Partie IV de l'étude se compose d'une analyse des données des ventes pétrolières et inclut une comparaison entre le prix de vente réalisé et le système d'établissement du prix en fonction de calculs fiscaux (le prix fixé). Plus particulièrement, les TdR exigent une analyse multidimensionnelle, comprenant une comparaison des ventes pétrolières par vendeur, acheteur et par type de brut, et notamment une analyse des pratiques de transferts, une analyse des pratiques de vente des compagnies pétrolières ainsi que du mandat de commercialisation de la SNPC, l'analyse du mécanisme d'établissement du prix fixé ainsi que des mécanismes permettant à l'État d'atténuer les impacts de la volatilité des prix du pétrole, y compris la revue de mécanismes de couverture des prix. Compte tenu de l'étendue des questions à traiter, la Partie IV a été divisée en cinq (5) Chapitres :

- Le Chapitre 9 donne une vue d'ensemble des ventes pétrolières par vendeur et acheteur, ventilées selon les deux (2) mélanges qui couvrent la grande majorité des exportations du Congo : le Djeno et le Nkossa.
- Le Chapitre 10 contient une analyse du prix de vente réalisé par rapport au Brent, avec des comparateurs régionaux et différents vendeurs.
- Le Chapitre 11 analyse l'établissement du prix fixé en théorie et dans la pratique.
- Le Chapitre 12 analyse le mandat de commercialisation de la SNPC lui permettant de ventre les droits pétroliers de l'État.
- Le Chapitre 13 propose une analyse des mécanismes que l'État est susceptible d'utiliser afin d'atténuer la volatilité des prix du pétrole et notamment la couverture des prix et les fonds de stabilisation.

La Partie V de l'étude contient une évaluation consolidée des données ITIE utilisées pour cette étude. Les TdR précisent : « Chaque section devra être accompagnée d'une analyse de la pertinence et de l'exhaustivité des données ITIE existantes et publiées pour répondre à ces questions ainsi que des recommandations d'amélioration de la divulgation des données ». Les mêmes données étant reprises dans différentes parties de l'étude, nous avons regroupé les commentaires sur toutes les données ITIE utilisées dans l'étude au sein de la Partie V. Ces données sont ensuite reproduites dans leur intégralité dans les Annexes (et fournies au Secrétariat permanent de l'ITIE sous format Excel) incluant :

- Annexe I : Données de modélisation
- Annexe II : Données sur les coûts
- Annexe III : Données sur les prix du pétrole

PARTIE I : REGIME FISCAL ET ANALYSE COMPARATIVE

L'analyse des revenus de l'État au niveau du projet débute par les modalités fiscales s'appliquant au projet. Pour la RC, ces modalités fiscales sont insérées dans des contrats propres à chaque projet et dans les amendements afférents. De telles modalités fiscales déterminent la répartition annuelle de la production entre trois (3) catégories : les paiements des revenus pour l'État, la récupération des coûts pour la société et les profits pour la société. C'est pourquoi la divulgation des contrats pétroliers est essentielle pour assurer la transparence des revenus et la mission plus large de l'ITIE. La RC se positionne depuis longtemps comme un leader dans la divulgation des contrats et de leurs amendements. Comme décrit plus en détail dans la Partie V, la quasi-totalité des contrats et de leurs amendements sont accessibles au public.

Comme pour la plupart des pays en développement, le régime fiscal mis en œuvre dans le secteur pétrolier amont en RC est le système de partage de production. La majorité des pays ayant recours à un tel système ont publié des modèles de CPP au cours des années, souvent lors des cycles d'octroi de permis, ce qui permet d'assurer un certain niveau de cohérence entre les contrats signés au cours d'une génération spécifique. Nous retrouvons souvent des différences entre les stipulations contractuelles des contrats d'une même génération, en particulier concernant les pourcentages s'appliquant aux différents instruments fiscaux, même si la majorité des stipulations contractuelles tendent à être identiques. Dans la région, cette approche se reflète dans de nombreux pays, et notamment l'Angola, le Nigéria et plus récemment, le Ghana.

Le régime fiscal pétrolier amont de la RC a été développé selon différentes lignes directrices. Le premier modèle de CPP a été publié en 2018. Nous avons analysé le modèle de CPP et l'avons comparé aux CPP signés depuis cette date. Tandis que les modèles de CPP constituent le plus souvent une base pour les contrats futurs, nous constatons que certaines stipulations essentielles de ce modèle ne sont pas intégrées dans les contrats signés depuis sa publication. Nous retrouvons une forte cohérence dans le régime fiscal des CPP pour les premiers contrats signés au milieu des années 1990, lorsque la RC a délaissé le système de concession pour passer au système de partage de production. Depuis, les contrats ont été négociés sur une base individuelle avec de grandes variations dans les modalités fiscales, y compris dans la signification des termes clés et dans différentes méthodes de calcul. Le régime fiscal de la RC prévoit également certains éléments inhabituels, et notamment un prix haut, le super-profit oil et l'excess cost oil. Cette variation entre les différents contrats et leurs stipulations spécifiques rendent le régime fiscal extrêmement complexe.

La Partie I de la présente étude se concentre sur la description du régime fiscal pétrolier amont de la RC ainsi que sur l'évaluation des performances des modalités fiscales s'appliquant à une série de permis congolais.

Le Chapitre 1 propose un aperçu du régime fiscal, comprenant une description détaillée de chaque instrument fiscal pris individuellement. Le Chapitre 1 contient également une analyse des avantages et des inconvénients propres à chaque instrument fiscal. Enfin, ce Chapitre introduit la méthodologie permettant d'évaluer la performance de différents ensembles de modalités fiscales en effectuant une analyse comparative avec d'autres projets pétroliers hypothétiques.

Le Chapitre 2 compare la performance de cinq (5) ensembles de modalités fiscales, se trouvant dans les CPP ainsi que leurs amendements, pour les permis clés avec des champs hypothétiques. Le Chapitre 2 commence par expliquer le choix des modalités fiscales nationales pour l'analyse comparative et se conclut par une évaluation de la comparaison des modalités fiscales par rapport à des indicateurs clés pour l'État, les entreprises publiques et les sociétés privées.

Enfin, le Chapitre 3 compare les modalités fiscales actuelles des plus importants permis congolais – Moho Bilondo (Haute Mer Zone D) – avec des juridictions régionales et internationales paires. Il commence par expliquer le choix des comparateurs internationaux et se conclut par une évaluation de la comparaison des modalités fiscales par rapport à des indicateurs clés pour l'État, les entreprises publiques et les sociétés privées.

1 REGIME FISCAL CONGOLAIS ET ANALYSE COMPARATIVE

La République du Congo a basé son régime fiscal pétrolier sur le système de partage de production depuis l'introduction du Code des Hydrocarbures de 1994. Les permis de concession existants, détenus à l'époque par Eni (Agip) et Total (Elf), ont été convertis en contrats de partage de production (CPP). Les nouveaux permis accordés depuis sont également basés sur des CPP. La section ci-dessous décrit le régime fiscal pétrolier congolais et apporte une évaluation de son évolution au fil du temps.

Contrairement à d'autres pays ayant également recours au système de partage de production, la RC n'a pas organisé de cycles publics d'octroi de permis ni publié de modèles de CPP avant 2016[2]. Les contrats ont donc été négociés sur une base individuelle au cas par cas. Par la suite, les stipulations étaient précisées dans le CPP complet et dans un avenant à la « convention d'établissement » associée. Les conventions d'établissement ont été supprimées en 2019 et l'ensemble des modalités fiscales sont désormais énoncées dans le CPP[3]. Une fois le CPP signé avec l'entreprise, il doit passer par un processus de validation. Le contrat doit être adopté par le Parlement avant d'être promulgué en tant que loi et publié au Journal Officiel[4]. La durée de vie du contrat est basée sur la licence d'exploitation[5]. Les licences d'exploitation sont attribuées pour une durée maximale de 25 ans et peuvent être renouvelées une fois pour 5 ans[6].

1.1 Aperçu des CPP congolais

L'essence du système de partage de production est que l'État reçoit une portion du pétrole produit (profit oil) après que le Contracteur ait récupéré ses coûts (cost oil). Le régime fiscal de la RC peut être caractérisé comme un système « hybride ». En effet, il est formé à partir des principales caractéristiques d'un système de partage de production, notamment le cost oil et le profit oil. Il comprend également une redevance et un mécanisme permettant de récupérer les bénéfices exceptionnels, appelé super profit oil. Comme il est d'usage dans les systèmes de partage de production, la compagnie pétrolière nationale SNPC détient une participation minoritaire dans la plupart des permis.

L'allocation de la production au sein des CPP congolais signés après 2005 suit 6 étapes :

---

[2] Contrat type disponible sur le site dédié au cycle d'octroi de permis lancé en 2019 : https://www.congomhc.com/downloads

[3] Loi n°43-2019 du 30 décembre 2019 portant abrogation de l'ordonnance n° 8-68 du 29 novembre 1968 agréant la société « AGIP S.P.A » au régime II défini par la convention commune sur les investissements dans les États de l'Union douanière et économique d'Afrique centrale et Loi n°44-2019 du 30 décembre 2019 portant abrogation de l'ordonnance n° 9-68 du 29 novembre 1968 agréant la société « Entreprise de Recherche et d'Activités Pétrolières (ERAP) » au régime II défini par la convention commune sur les investissements dans les États de l'Union douanière et économique d'Afrique centrale.

[4] « Les contrats pétroliers négociés et signés entre l'Etat et les Contracteurs sont soumis, avant leur exécution, à l'approbation du Parlement ». Code des Hydrocarbures 2016, article 11.

[5] Loi n°2016-28 du 12 octobre 2016 portant Code des Hydrocarbures, article 14.

[6] Loi n°2016-28 du 12 octobre 2016 portant Code des Hydrocarbures, articles 62 et 63.

1. Le paiement d'une redevance, normalement de 15 %, calculée sur la valeur de la production.
2. Un paiement de 1 % au titre de la provision pour investissements diversifiés (PID).
3. Un paiement d'un super profit oil, si le prix de vente du pétrole dépasse un prix seuil.
4. Une allocation cost oil jusqu'à un pourcentage annuel maximum de la production brute (cost stop).
5. Une allocation excess cost oil si la récupération des coûts est inférieure à l'allocation cost stop.
6. Une allocation de profit pétrolier divisée entre le Contracteur et l'État.

Ces étapes sont illustrées, sur la base des stipulations spécifiques du CPP Kombi-Likalala-Libondo II signé en 2020, dans la Figure 1.

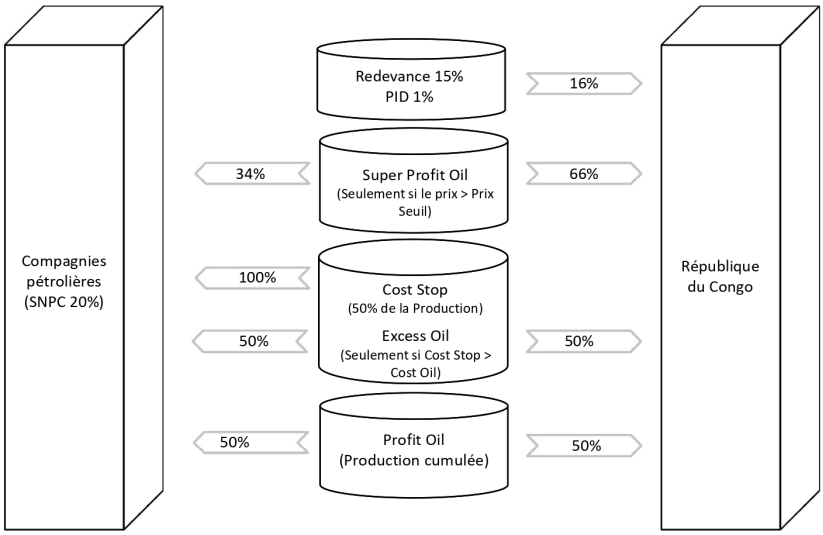


Figure 1 : Allocation de la production (Kombi-Likalala-Libondo II, 2020)

1.2 Résumé des principaux instruments fiscaux

Redevance : Il s'agit d'une redevance *ad valorem* standard (appelée Redevance Minière Proportionnelle) qui se traduit par une allocation en pourcentage de la production brute à l'État. La redevance peut être payée en espèces ou en nature. En pratique, elle est toujours payée en nature. Bien que le taux ait été fixé à 15 [7], pour la plupart des premiers CPP (Marine VI-VII, Madingo et PNGF), le taux était fixé à 12 %. Le taux a ensuite été porté à 15 [8]. La redevance n'est pas récupérable.

PID : Tous les Contracteurs versent 1 % de la valeur de la production à un fonds gouvernemental destiné à promouvoir de nouvelles activités en RC. Ce paiement fonctionne comme une redevance supplémentaire et son montant est récupérable. La PID est apparue

[7] Code des hydrocarbures de 1994, article 47. Article original : « Le taux de la redevance minière proportionnelle est fixé à 15 % pour les hydrocarbures liquides. »

[8] Le Code des hydrocarbures de 2016 permet de négocier un taux réduit de 12 % au-delà d'une profondeur d'eau de 500 mètres (Article 158).

pour la première fois dans les permis de Madingo et de PNGF (Emeraude, Likouala, Yanga-Sendji, Tchibouela et Tchendo) en 1995[9]. La PID est prévue par les articles 161 et 162 du Code des Hydrocarbures de 2016.

Super-profit oil : Afin de capter une partie des bénéfices exceptionnels, les contrats contiennent un mécanisme qui se déclenche que lorsque le « prix fixé » dépasse un seuil de « prix haut » défini séparément dans chaque contrat et indexé sur l'inflation [10]. Si le prix de vente dépasse le prix seuil, cette part supplémentaire de la production (appelée « superprofit oil » dans les CPP les plus récents) est divisée entre l'État et le Contracteur, soit par un pourcentage fixe, soit par une échelle de taux variables basée sur la production cumulée.

Pour les premiers CPP, le prix seuil pour le paiement du super profit oil était fixé à 22 $. Les stipulations relatives au super profit oil ont été considérablement modifiées pour les CPP signés depuis 2009, des modalités différentes s'appliquant à différentes périodes. Pour la plupart de ces contrats, le super profit oil a été soit annulé, soit appliqué uniquement à un prix élevé (par exemple, 90 $) jusqu'à ce qu'une période de temps soit écoulée, que tous les coûts d'investissement aient été récupérés ou jusqu'à ce qu'un seuil de production cumulée ait été atteint. Cette période est parfois appelée « période d'accélération de récupération des coûts ».

Récupération des coûts et cost stop : Comme il est d'usage, les CPP permettent au Contracteur de récupérer ses coûts par l'attribution d'un montant initial de production connu sous le nom de « récupération des coûts ». Les coûts pétroliers incluant les dépenses d'exploitation, de remise en état des sites, de développement et d'exploration sont passées en charges l'année où elles ont été engagées. Les coûts non récupérés sont reportés indéfiniment jusqu'à leur récupération, les intérêts s'accumulant sur le solde non récupéré[11]. Selon le Code des Hydrocarbures de 2016, un fonds de démantèlement doit être créé à une étape de production convenue (par exemple, 50 % des réserves produites), les contributions au fonds étant récupérables.

De nombreux systèmes de partage de production imposent une limite à la proportion de la production globale qui peut être consacrée à la récupération des coûts. Cette stipulation est communément appelée « limite de récupération des coûts », bien que dans le cas des CPP de la RC, elle soit appelée « cost stop ». Le cost stop limite la quantité de la production brute qui peut être affectée aux coûts. Dans le code de 1994, le cost stop était fixé à 60 %, avec

[9] Les avenants aux Conventions d'Etablissement relatifs à ces CPP précisent qu'une PID est « créée » (Articles 7 de l'avenant 8 à la Convention d'Etablissement d'Eni Congo et de l'avenant 9 à la Convention d'Etablissement de TEPC).

[10] « Actualisation » désigne l'application de l'indice d'inflation du produit intérieur brut des États-Unis d'Amérique, tel que publié par l'OCDE dans sa Revue Mensuelle, à la page «National Accounts», sous les références : « National In- come and Product — États-Unis — lmplicit Price Level ».

[11] Dans au moins un contrat (Loango II), une majoration des coûts d'investissement de 15 % est autorisée, sous réserve d'un montant total en dollars (360 millions de dollars). CPP Loango II (2014), article 7.2.

une stipulation prévoyant une augmentation à 70 % pour les champs techniquement difficiles. Des stipulations similaires ont été reprises dans le code de 2016, où le cost stop a été fixé à 50 % avec la possibilité d'une augmentation à 70 %. Pour certains CPP récents, le pourcentage du cost stop est lié à une période d'accélération définie soit par une période spécifique[12], soit par un seuil de production cumulée[13], soit après la récupération de l'investissement initial[14]. Pour tous les CPP, le cost stop est basé sur le prix le plus bas entre le prix fixé et le prix haut, ce qui a pour effet de limiter davantage le montant maximal de récupération des coûts au cours de ces périodes.

Excess cost oil : Dans la plupart des juridictions utilisant le système de CPP, le cost oil disponible excédant la demande annuelle de récupération des coûts devient simplement un profit oil devant être partagé entre l'État et le Contracteur. Cependant, dans les CPP de la RC, si les coûts récupérables au cours d'une année donnée sont inférieurs au pétrole disponible en fonction du pourcentage du cost stop, la différence est appelée excess cost oil. Ce pétrole est alors partagé entre la RC et le Contracteur en fonction des pourcentages fixés dans le CPP. Dans certains CPP, la répartition entre l'État et le Contracteur est la même que pour le profit oil, tandis que dans d'autres CPP, la répartition peut être différente. Pour certains CPP récents, l'allocation de l'excess cost oil est basée sur une échelle de taux variables, la part de l'État augmentant en fonction des seuils de production cumulés.

Cost oil garanti : La plupart des CPP signés après 2010 incluent une stipulation supplémentaire qui prévoit une allocation minimale du cost oil, permettant de récupérer les coûts, basée sur le prix fixé et non sur le prix le plus bas entre le prix fixé et le prix haut, comme c'est le cas pour le cost stop. Certains CPP prévoient un « cost oil additionnel » qui garantit que les coûts peuvent être récupérés à un minimum spécifié à partir du profit oil. D'autres CPP prévoient un « *Cost Oil garanti »* qui garantit que les coûts peuvent être récupérés à un minimum spécifié à partir du super-profit oil.

Partage de la production : Le volume de production qui reste après paiement de la redevance, du cost oil, de l'excess cost oil, du super profit oil et de la PID est appelé profit oil et est partagé entre la RC et le Contracteur. Les premiers CPP prévoyaient une allocation fixe, souvent 50 % pour chaque partie. Cela reste encore le cas pour certains CPP récents[15], mais pour de nombreux autres CPP récents, le profit oil est attribué sur la base d'une échelle à taux variables, la part de l'État augmentant à mesure que la production cumulée augmente[16].

Imposition : La part du Contracteur dans la production pétrolière est nette de tout droit, taxe ou impôt[17]. Ainsi, l'impôt sur les sociétés standard de 35 % est ce que l'on appelle un impôt « pay-on-behalf » (« payer au nom de »). Le Contracteur reçoit un avis d'imposition,

[12] Voir Loango II (2014)

[13] Voir Haute Mer Zone D (2005 ou 2012)

[14] Voir Marine XII (2010)

[15] Pour Kombi-Likalala-Libondo II (2020), la part de l'État est fixée à 50 %.

[16] Pour Nsoko II (2019), la part de l'État passe de 40 % pour le seuil de production cumulée le plus bas à 60 % pour le plus haut.

[17] Voir modèle CPP Article 12.3.

mais l'impôt est réputé avoir été payé à partir de la part de profit oil de l'État, sans impact sur la trésorerie du Contracteur. Des exemptions supplémentaires sur les frais de douane ont été accordées dans le cadre des Conventions d'Etablissement initiales, mais elles ne sont plus en vigueur. Dans les CPP récents, des exemptions spécifiques pour les droits de douane et les frais sont énoncées dans l'annexe II du CPP (« Régime douanier et fiscal »).

Ring Fencing (Délimitation d'un périmètre) : Comme il est d'usage dans les systèmes de partage de la production, la plupart des contrats établissent une délimitation ou un périmètre à l'intérieur duquel les coûts et les revenus sont consolidés. L'objectif est de limiter la récupération des coûts en cas d'exploration infructueuse à l'extérieur du périmètre. Les coûts encourus par l'entreprise à l'extérieur du périmètre ne peuvent donc pas être récupérés sur les revenus provenant de l'intérieur du périmètre. En RC, une telle délimitation est négociable. Dans certains cas, le périmètre est établi au niveau du bloc d'exploration (zone CPP), ce qui était le cas pour les CPP Madingo, Haute Mer, PNGF et Marine VI et VII. Dans certains cas, les revenus sont délimités de manière plus étroite, les coûts étant récupérables à un niveau plus élevé (par exemple, les CPP Madingo et PNGF permettaient également de consolider les coûts entre eux). Les revenus et les coûts sont désormais généralement délimités au niveau du permis d'exploitation.

Stabilisation : Les contrats contiennent généralement des clauses qui prévoient que l'entreprise conserve la position économique qu'elle avait négociée à l'origine pendant toute la durée de vie du projet. Dans certains cas, les stipulations initiales sont simplement gelées et ne peuvent être modifiées. Plus généralement, les stipulations peuvent être modifiées si des changements compensatoires sont apportés pour ramener le Contracteur à sa position économique initiale, une forme de stabilisation connue sous le nom de « clause d'équilibre économique ». En RC, les modalités fiscales ont été initialement stabilisées pour TEPC et Eni Congo par des clauses d'équilibre économique dans les Conventions d'Etablissement originales (article 9) et mises à jour en 1995 pour 20 années supplémentaires. Les CPP récents comprennent également des clauses spécifiques de stabilisation de l'équilibre économique[18].

Participation de l'État : Outre les divers instruments fiscaux présents au sein d'un système de partage de production, de nombreux états choisissent de détenir une participation dans le permis aux côtés des compagnies pétrolières privées. Les intérêts de l'État étaient initialement détenus par la société d'État Hydro-Congo, qui a finalement été dissoute en 2002. La SNPC a été créée en 1998 et gère les parts de production de l'État dans les champs pétroliers du pays. Le Code de 2016 a clarifié le statut de la SNPC, en stipulant que la SNPC doit se voir accorder un minimum de 15 % d'intérêt passif dans tous les contrats d'exploitation[19]. Comme il est d'usage pour les sociétés pétrolières nationales, dans de nombreux cas, la SNPC n'est pas tenue de payer les dépenses d'exploration, car elle est « portée » par les autres partenaires. Le cas échéant, la SNPC doit rembourser sa part des coûts de développement dès le début de la production. La part de la SNPC dans les coûts payés par les autres membres du groupe contracteur est enregistrée dans un compte appelé

[18] Voir par exemple, Kombi-Likalala-Lidondo II (2020), articles 26.1 et 26.2.

[19] Loi n°2016-28 du 12 octobre 2016 portant Code des Hydrocarbures, article 23.

« compte d'avance ». Des intérêts sont dus sur ces montants, sur la base d'un taux convenu dans les accords d'exploitation conjointe.

1.3 Avantages et désavantages des instruments fiscaux congolais

Cinq (5) principaux instruments fiscaux génèrent des revenus pour l'État (redevance, PID, super-profit oil, excess cost oil, et profit oil) en plus de la participation de la SNPC. Contrairement aux juridictions où les modèles de CPP et les cycles d'octroi de licences publics permettent de créer un degré de cohérence entre les contrats ou une génération particulière, les CPP congolais sont négociés séparément pour chaque permis d'exploitation spécifique. De plus, les instruments fiscaux s'appliquant aux permis d'exploitation ont souvent été définis par des amendements, souvent multiples, apportés aux CPP signés pour les zones d'exploration initiales. Cela a été le cas, par exemple, pour Haute Mer, où pratiquement aucune des modalités fiscales d'origine n'est appliquée aujourd'hui. Par ailleurs, de nouvelles caractéristiques ont complexifié le régime fiscal, notamment les tranches de production cumulée, les périodes d'accélération de récupération des coûts et le cost oil garanti.

Aucun ensemble unique de modalités fiscales ne peut être considéré comme la meilleure pratique. Cependant, il existe un consensus sur le fait que les modalités doivent :

- Permettre de réaliser des rendements suffisants dans une variété de situations pour attirer les investissements et être équitables pour l'État sur une gamme de conditions de marché et géologiques afin d'éviter toute renégociation.
- Réserver un montant minimum prévisible pour l'État, en particulier au cours des premières années du projet pendant la récupération des coûts.
- Atteindre un certain niveau de progressivité en ce sens que le propriétaire de la ressource (l'État) peut capter une part croissante (et prévisible) à mesure que la rente économique augmente.
- Ne pas subventionner excessivement les projets dont les coûts sont élevés ou les rendements économiques faibles.
- Être relativement simples à superviser et à auditer, en évitant les clauses contractuelles vulnérables à une interprétation subjective et qui sont donc moins susceptibles d'être contestées.

Comparé aux autres systèmes de partage de production, le système congolais est beaucoup plus complexe. Les éléments essentiels d'un système type de CPP sont les suivants :

1. La récupération des coûts avec un plafond annuel en pourcentage de la production.
2. Une portion du profit oil revenant à l'État sur la base du profit oil restant après la récupération des coûts. Le pourcentage de la part de l'État varie en fonction des niveaux de production (barils par jour ou tranches de production cumulée) ou

des rendements cumulatifs du Contracteur (facteur R[20] ou tranches de taux de rendement).

De nombreux systèmes de CPP comprennent également un ou plusieurs instruments fiscaux supplémentaires et notamment :

3. Une redevance sur la production brute.
4. Un impôt sur le revenu imposé sur la part de production du Contracteur.

Le régime fiscal pétrolier du Congo comprend plusieurs variations du modèle de base de partage de production, qui ajoutent de la complexité sans toutefois améliorer systématiquement les performances.

1. Il ajoute des complications au système de récupération des coûts, en ajoutant un élément de prix au cost stop, en utilisant le prix le plus bas entre le prix fixé et le prix haut pour la valorisation.
2. Il ajoute des complications au système de récupération des coûts, en ajoutant un cost oil garanti, déclenché dans certaines circonstances extrêmes.
3. Il ajoute le concept d'excess cost oil, comme une quantité de pétrole à partager chaque fois que les coûts réels à récupérer sont inférieurs au cost stop.
4. Il génère une progressivité par le biais d'un mécanisme distinct de super profit oil où l'État reçoit une plus grande portion de la part de la production au-delà d'un prix haut convenu à l'avance. Dans de nombreux systèmes de partage de la production, cette progressivité est générée par une division du profit oil.

Le Tableau 1 donne un aperçu général des avantages et des inconvénients des différents instruments fiscaux.

[20] Facteur R = Revenus cumulés / Investissements cumulés. Une fois que ce ratio est supérieur à 1, cela signifie que les investissements initiaux ont été récupérés. La part du « Profit Oil » revenant à l'État par suite augmente par tranches, habituellement quand le ratio est entre 1 et 2, puis passe de 2 à 3 et finalement, devient supérieur à 3.

Tableau 1 : Avantages et inconvénients des instruments fiscaux congolais

Instrument	Base	**Avantages**	**Inconvénients**
Redevance et PID	*Production brute*	Basées sur la production brute, elles ne sont donc pas affectées lorsque les coûts sont plus élevés ou dépassent les prévisions. Simplicité à anticiper et à contrôler.	Peut dissuader certains projets à coûts plus élevés, car les paiements ne dépendent pas de la rentabilité.
Super profit oil (SPO)	*Revenu de la production au-dessus d'un « prix haut » déterminé*	Ajoute de la progressivité, car l'État conserve une plus grande part des bénéfices exceptionnels tirés des prix élevés. Certains permis prévoient un pourcentage accru pour l'État lorsque la production est plus importante.	Les seuils de prix haut sont arbitraires et varient considérablement d'un permis à l'autre. La définition du SPO varie selon le permis. Le pourcentage de SPO revenant à l'État varie selon le permis. La part du SPO revenant à l'État n'augmente pas à des niveaux de prix plus élevés. Difficulté de gestion et de contrôle.
Cost oil		Le cost stop, basé sur le prix le plus bas entre le prix fixé et le prix haut, évite la récupération rapide des coûts au cours des premières années, préservant ainsi le profit oil pour l'État.	Les taux et la base varient selon les permis. Complexe à administrer et à superviser lorsque combiné au cost oil garanti.
Excess cost oil (ECO)	*Valeur de la production nette de coûts*	Agit comme une couche supplémentaire de profit oil allant à l'État.	Ajoute de la complexité car nécessitant un ensemble distinct de calculs fiscaux, sans faire nécessairement ressortir d'avantages pour l'État. Moins efficace que l'utilisation d'un taux plus progressif pour le profit oil tel un facteur R ou un Taux de rendement (ROR).
Profit Oil (PO)	*Valeur de la production nette de coûts*	Certains permis ont une progressivité basée sur les volumes de production cumulés.	Une certaine progressivité, mais n'est pas basé sur le niveau des bénéfices ou des prix. Défini de manière plus limitée que dans d'autres pays en raison du SPO et de l'ECO.

Participation de l'Etat	*Flux de trésorerie nets du Contracteur*	Permet un contrôle plus direct des opérations. Permet à l'État de bénéficier d'éventuels bénéfices supplémentaires. Les compagnies pétrolières internationales fournissent un portage initial qui évite les retards de financement.	Les remboursements de portage sont rarement intégralement remboursés pour les projets à faible rendement, ce qui peut décourager le développement de champs marginaux et impacter les revenus de l'État. Complexité à surveiller et à suivre. Si l'accent est mis sur l'augmentation des revenus de l'État, cet objectif peut plus facilement être atteint par des ajustements apportés aux principaux instruments fiscaux.

1.4 Analyse comparative des modalités fiscales grâce à la modélisation financière

L'analyse comparative du régime fiscal pétrolier a pour but d'évaluer la part des revenus de l'État en fonction d'une série de modalités fiscales différentes qui ont été appliquées au sein de la RC au cours de différentes périodes et dans des juridictions de référence. Aux fins de l'analyse comparative, les modalités fiscales sont appliquées à des projets pétroliers hypothétiques, afin de permettre une comparaison pertinente. L'objectif de l'analyse comparative est de comprendre la manière dont les différents régimes fiscaux se comportent en fonction des paramètres essentiels de l'État (revenus de l'État, calendrier des revenus de l'État et progressivité) et des paramètres de l'entreprise (valeur actuelle nette, taux de rendement interne et délai de récupération).

1.4.1 Projets pétroliers hypothétiques

L'objectif du développement de champs hypothétiques est de fournir des projets cohérents permettant d'évaluer différents ensembles de modalités fiscales. Cet exercice peut être compris comme une analyse de sensibilité des modalités fiscales, toutes les autres hypothèses d'entrée étant maintenues constantes, y compris les volumes de production et les coûts du projet.

Deux (2) projets pétroliers hypothétiques, étant analogues aux champs déjà exploités en RC par le passé et qui pourraient plausiblement l'être dans le futur, ont été élaborés. Un résumé des hypothèses d'entrée générales est fourni dans le Tableau 2. Le projet de taille moyenne représente le cas de base dans l'analyse ci-dessous. Les résultats du projet de plus grande envergure sont mis en évidence lorsqu'il existe des différences significatives.

Le projet de taille moyenne est supposé présenter 200 millions de barils de pétrole récupérables, tandis que le projet de plus grande taille est supposé présenter 400 millions de barils. La production est supposée débuter 3 ans ½ après la Décision finale d'investissement (DFI) et se poursuivre jusqu'à 30 ans après celle-ci. Les taux de déclin de la production sont basés sur la moyenne mondiale offshore de 5 % avec un ajustement à la hausse à 7 % pour refléter les taux de déclin légèrement plus élevés dans les champs pétroliers en RC/Angola[21]. Les profils de production pour les deux (2) champs sont présentés dans la Figure 2.

[21] Voir les estimations mondiales de Wood Mackenzie dans Decline rates from maturing oil wells in the Permian are on the rise. Voir également une estimation de 4 à 8 % de déclin dans « Giant oil field decline rates and their influence on world oil production », Energy Policy 37, 2009, 2262–2272.

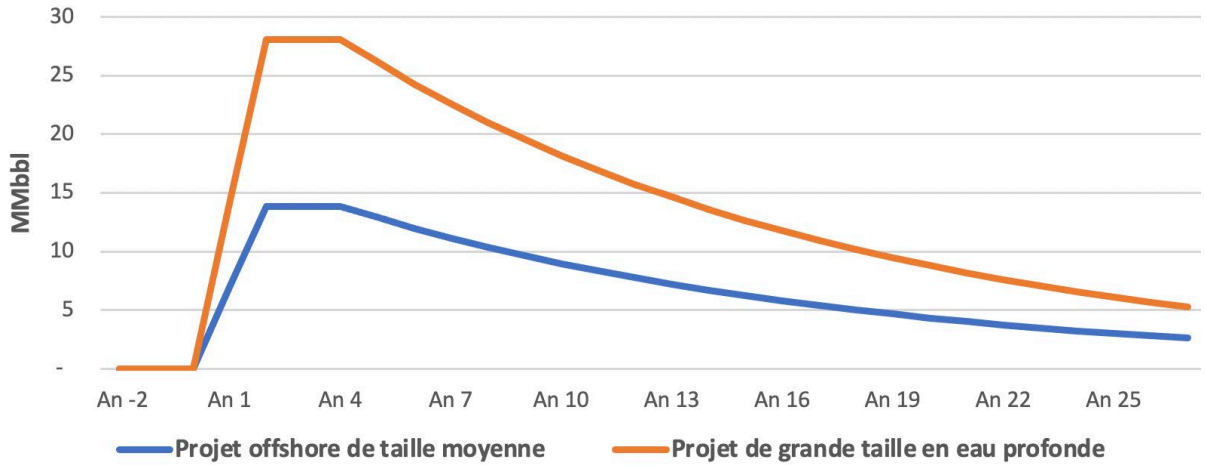


Figure 2 : Profils de production pour les projets hypothétiques de moyenne et grande taille

En accord avec les champs de RC, y compris Moho Bilondo qui est le plus éloigné des côtes, les champs sont supposés être développés à l'aide d'unités de production flottantes (FPU), de complétions sous-marines et via la construction d'un pipeline vers un terminal. Les coûts d'investissement sont supposés être de 11 dollars par baril pour le champ moyen et de 12 dollars par baril pour le champ le plus important, les coûts de forage étant supposés plus élevés pour le champ le plus important et le plus profond. Il est supposé que les FPU représentent des coûts d'investissement et non des locations. Les coûts d'exploitation initiaux, à pleine capacité de production, sont estimés être de 5 à 6 dollars par baril, ce qui reflète les coûts moyens actuels de l'offshore en Afrique[22]. Une fois la pleine production atteinte, la valeur totale des dépenses d'exploitation en dollars est supposée être fixe (plus l'inflation des coûts) avec une réduction des coûts de 15 % tous les 5 ans par la suite. Des frais de 2,00 $/baril sont ajoutés pour refléter les frais de terminal similaires à ceux qui peuvent être facturés au terminal de Djeno. Les projets sont supposés avoir un certain montant de coûts d'exploration pré-développement autorisés à des fins de récupération des coûts, et ceux-ci sont respectivement de 200 MM $ et 400 MM $. Aucun coût de financement n'a été inclus. Les coûts d'abandon sont des estimations approximatives et sont supposés être légèrement inférieurs en raison de l'utilisation d'une configuration FPU plutôt que de plateformes à ancrage tendu ou gravitaire. Tous les coûts ont été indexés pour tenir compte de l'inflation future. Les profils de coûts sont présentés ci-dessous et incluent les coûts d'investissement (voir Figure 3) et les coûts d'exploitation (voir Figure 4).

[22] Voir Once the costliest for deepwater opex, South America emerges as cost-saving champion in 2020, Rystad Energy, 18 août 2020.

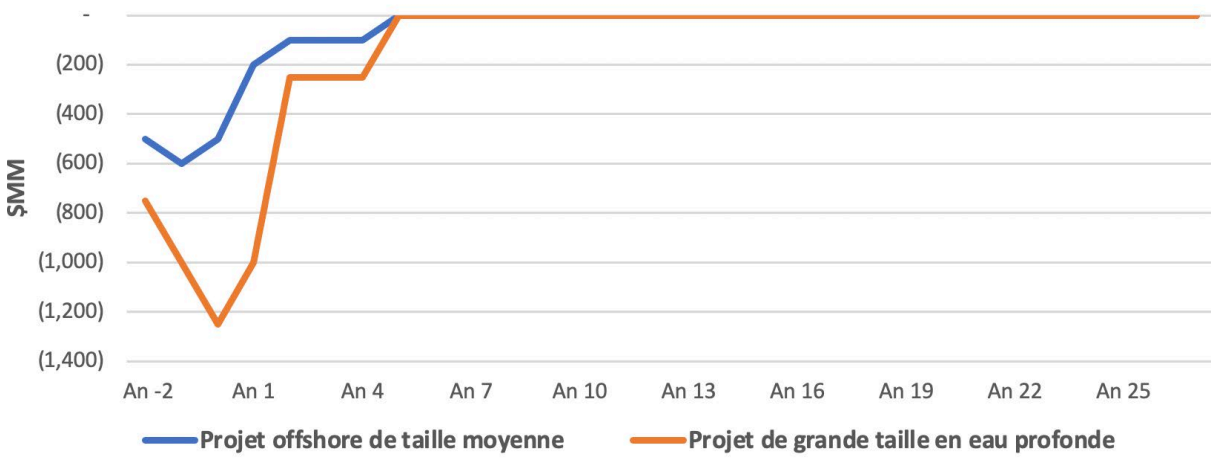


Figure 3 : Profil des coûts d'investissement pour des projets hypothétiques de moyenne et grande taille

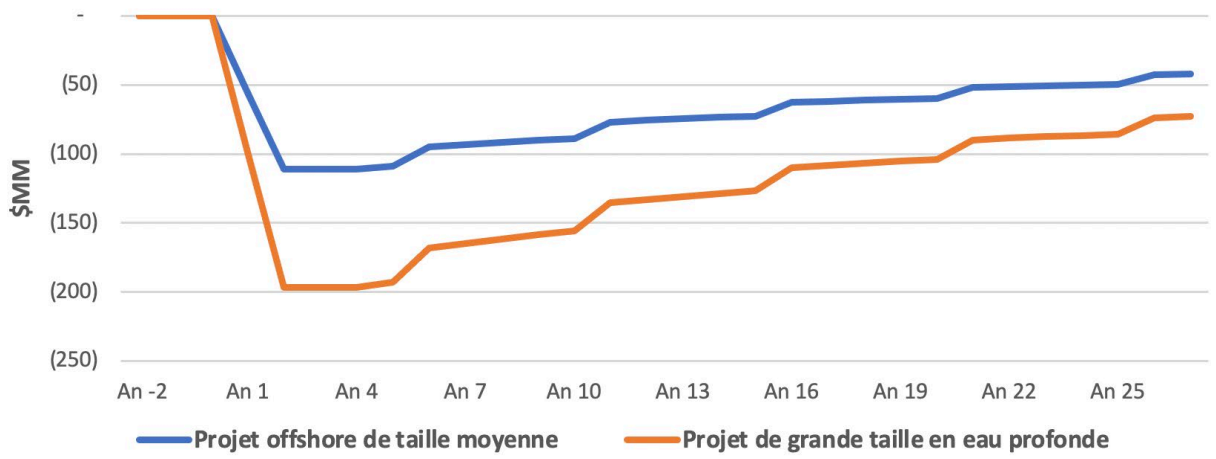


Figure 4 : Profil des coûts d'exploitation pour des projets hypothétiques de moyenne et grande taille

Un aperçu des hypothèses d'entrée proposées pour les deux projets hypothétiques est présenté dans le Tableau 2 ci-dessous.

Tableau 2 : Hypothèses proposées pour l'analyse comparative (non indexé)

Hypothèses de modélisation provisoires	Champ de taille moyenne	Champ de grande taille
Produit	Pétrole	Pétrole
Profondeur Offshore	<300m	>1 000m
Réserves récupérables (MBbl)	200	400
Production maximale (kbbl/j)	38	77
Coûts d'investissement (millions USD)	2 100	4 750
Coûts d'investissement (USD/barrel)	11	12
Coûts d'exploitation à production maximale (millions USD par an)	85	140
Coûts d'abandon (millions USD)	250	500
Anticipation d'inflation des coûts (% par an)	2 %	2 %

1.4.2 Hypothèses relatives au prix du pétrole

Des estimations plausibles du prix futur du pétrole sont nécessaires pour l'analyse comparative des régimes fiscaux. Il est largement admis que même les meilleures prévisions du prix du pétrole n'en restent pas moins des estimations floues. Selon l'ancien PDG de BP, John Browne, le prix futur du pétrole est « intrinsèquement imprévisible ». L'objectif de l'analyse comparative des régimes fiscaux n'est ni d'utiliser le prix actuel du pétrole ni d'essayer de prédire les prix futurs, mais plutôt de tester les différents ensembles de modalités fiscales dans une gamme de prix potentiels.

Le prix du pétrole utilisé pour l'analyse comparative du cas de base est de 70 dollars le baril. Bien que ce prix soit légèrement inférieur au prix du Brent en date de ce rapport, il est conforme aux prévisions de prix à long terme de l'Agence internationale de l'énergie[23] et de l'Agence américaine d'information sur l'énergie[24]. Les régimes fiscaux sont également analysés par rapport à un prix inférieur (50 dollars le baril) et à un prix supérieur (110 dollars le baril). Comme pour les coûts, le prix du pétrole est gonflé de 2 % par an pour tenir compte de l'inflation.

1.4.3 Éléments d'évaluation des régimes fiscaux

L'objectif d'une analyse comparative est d'évaluer les implications d'un ensemble particulier de modalités fiscales sur les revenus de l'État et les bénéfices de l'entreprise. L'objectif d'un régime fiscal bien conçu est de maximiser les revenus de l'État tout en garantissant que les projets sont suffisamment rentables pour les entreprises afin d'attirer les investissements.

[23] Les perspectives énergétiques mondiales de l'AIE (2020) indiquent un prix du pétrole de 71 dollars le baril en 2025 pour le « scénario des politiques établies ».

[24] Annual Energy Outlook 2020**,** Agence américaine d'information sur l'énergie, le prix du scénario de référence pour 2025 est de 69 dollars le baril.

Lors de l'évaluation d'un régime fiscal du point de vue de l'État, il est habituel de se concentrer sur trois (3) paramètres clés : les revenus de l'État, le moment où les revenus de l'État sont perçus et la manière dont les revenus de l'État réagissent aux augmentations de la rentabilité (progressivité).

1. Les revenus de l'État représentent la part des revenus divisibles (après coûts) attribuée à l'État (exprimée en pourcentage), par rapport à l'entreprise, au cours du cycle de vie du projet[25].
2. Il est important de comprendre à quel moment du cycle de vie du projet l'État reçoit la majeure partie de ses revenus. Comme les entreprises peuvent normalement récupérer leurs investissements rapidement, la majeure partie des revenus de l'État ne devient souvent significative qu'après que le projet ait produit des revenus pendant plusieurs années.
3. Idéalement, la part des revenus de l'État dans les bénéfices nets devrait augmenter pour les projets plus rentables. Étant donné que de nombreux régimes fiscaux ne prévoient pas d'impôt progressif, l'État n'obtiendrait pas une part plus importante lorsque les prix des matières premières montent en flèche.

Lors de l'analyse d'un régime fiscal du point de vue d'une entreprise, il est courant de se concentrer sur trois (3) paramètres différents mesurés à partir de la décision finale d'investissement (DFI) : la valeur actuelle nette (VAN), le taux de rentabilité interne (TRI) et le délai de récupération.

1. La valeur actuelle nette (VAN) est la valeur en monnaie actuelle des flux de trésorerie futurs escompté chaque année à un taux déterminé (également appelé « taux d'actualisation ») tout en tenant compte des coûts d'investissement initiaux. Comme il est habituel dans le secteur concernant l'analyse du cas de base, nous supposons un taux d'actualisation de 10 %. La VAN doit être positive pour qu'un projet soit considéré comme un investissement viable.
2. Le taux de rendement réel interne (TRI) est le taux d'actualisation qui générerait une VAN de zéro. Il donne une indication du rendement de l'investissement pour l'entreprise.
3. Le délai de récupération est le nombre d'années à partir du début de la production après lequel l'entreprise a récupéré son investissement initial.

[25] La part des revenus de l'État est parfois appelée « taux d'imposition effectif moyen » et représente les revenus de l'État en pourcentage des flux de trésorerie nets avant impôt du projet sur son cycle de vie. Pour cette analyse comparative, les revenus de l'État sont calculés sans actualisation.

2 ANALYSE COMPARATIVE NATIONALE

Les Termes de référence requéraient une comparaison de la part de l'État entre différents contrats. Cinq (5) CPP congolais ont été sélectionnés pour effectuer l'analyse comparative, incluant les CPP Haute Mer Zone D de 2019 et de 2005, Marine XII, Kombi-Likalala-Libondo II, et le CPP original Haute Mer.

2.1 CPP nationaux retenus pour l'analyse comparative

Le choix des contrats retenus pour effectuer l'analyse comparative s'est fondé sur la représentativité de ces contrats par rapport à une époque particulière. Les différentes générations de CPP sont souvent associées à des CPP modèles publiés avant les cycles d'octroi de permis concurrentiels. Cependant, la RC n'a que récemment développé un modèle de CPP dans le domaine public (2018) et commencé à s'orienter vers des appels d'offres concurrentiels. Il existe toutefois de grandes similitudes dans les modalités fiscales des CPP de la RC au cours de différentes périodes.

Le principal point de référence retenu pour l'analyse comparative des régimes fiscaux nationaux sont les modalités fiscales qui régissent actuellement le CPP Haute Mer Zone D (Moho Bilondo, Phase 1 bis, et Moho Nord). Tandis que les stipulations originales pour Haute Mer Zone D ont été convenues dans l'amendement 3 de 2005, les stipulations actuelles sont basées sur l'amendement 4 de 2012 et l'amendement 6 de 2019. Étant donné l'importance de Haute Mer Zone D, nous fournissons une comparaison avec les stipulations initiales de 2005. Trois (3) autres ensembles de modalités fiscales ont été sélectionnés pour effectuer l'analyse comparative au niveau national. Le CPP Marine XII (2010) a été considéré comme représentatif des modalités fiscales incluses dans les CPP signés dans les années 2010 et parce qu'il s'applique à l'un des permis de production les plus importants en RC. Kombi-Likalala-Libondo II (2020) a été considéré comme représentatif de la plus récente génération de modalités fiscales des CPP. Enfin, les stipulations initiales du CPP Haute Mer ont été inclus afin de fournir une comparaison avec les CPP de première génération et parce que de telles stipulations étaient toujours en vigueur pour Haute Mer Zone A (Nkossa) jusqu'en 2016. Les CPP proposés pour l'analyse comparative nationale, ainsi que l'année de signature, sont présentés dans le Tableau 3.

Tableau 3 : Contrats proposés pour l'analyse comparative nationale

Contrat de partage de production/Amendement	Année du contrat
Haute Mer	1994
Haute Mer Zone D : Moho Bilondo	2005
Haute Mer Zone D : Moho Bilondo, Phase 1 bis, et Moho Nord	2012/19
Marine XII	2010
Kombi-Likalala-Libondo II	2020

Les modalités fiscales varient considérablement entre ces cinq (5) ensembles de contrats. Les descriptions des modalités fiscales sont fournies ci-dessous et sont résumées dans le Tableau 4.

Haute Mer (1994)

Le régime fiscal applicable au permis initial Haute Mer a été défini dans un CPP signé en 1994. Ce contrat faisait partie des premiers CPP signés en RC, tandis que le pays délaissait les concessions pour adopter le système de partage de production. Comme cela était courant pour les CPP de première génération, le taux de redevance était de 12 %. La PID n'avait pas encore été introduite. Bien que le terme précis n'était pas encore utilisé, une allocation de super-profit oil de 85 % pour l'État était incluse dans le contrat, lorsque le prix fixé était supérieur à 22 dollars. La limite de récupération des coûts était fixée à 50 %, 63 % de tout excess oil étant attribué à l'État. Le CPP ne contenait pas de stipulation relative au cost oil garanti. Enfin, le profit oil était réparti à parts égales entre le Contracteur et l'État. Il convient de noter que ces modalités fiscales ont été convenues dans un contexte de prix bas au milieu des années 1990 et qu'il n'est donc pas attendu qu'elles génèrent un rendement économique suffisant pour le Contracteur dans le contexte actuel.

Haute Mer – Zone D – Moho (2005)

Après la découverte du champ de développement Moho Bilondo dans la zone du permis d'exploration Haute Mer, un permis d'exploitation a été accordé pour cette zone. De nouvelles modalités fiscales ont été convenues spécifiquement pour Haute Mer Zone D dans l'amendement 3 au CPP Haute Mer, signé en janvier 2005. Comme pour tous les CPP signés depuis 2000, le régime de Haute Mer Zone D, tel que défini dans l'amendement 3 (2005), inclut une redevance de 15 % et une PID de 1 %. Le prix haut a été fixé à 25 $. L'allocation des différents instruments fiscaux varie en fonction des scénarios de réserves prouvées et des seuils de production cumulative (tranches)[26]. La part du super-profit oil (SPO) revenant à l'État est déterminée par les seuils de production cumulés et varie de 70 % à 85 %. Cependant, dans les deux (2) premières tranches, le montant du SPO disponible pour l'allocation n'est que de 24,5 % et 34 % respectivement du montant normal. La limite de récupération des coûts est de 65 % dans la première tranche, mais est abaissée à 60 % pour les tranches suivantes. L'allocation excess cost oil au profit de l'État varie de 30 à 40 % selon la tranche. La part du profit oil revenant à l'État dépend également de la tranche et varie de 30 à 42 %.

Haute Mer – Zone D – Moho (2012/19)

Le régime actuellement applicable au CPP Haute Mer Zone D est défini dans les amendements 4 (2012, signé en juillet 2012) et 6 (2019, signé en décembre 2017) du CPP Haute Mer. L'amendement 4 a été convenu pour réviser les stipulations applicables à Haute Mer Zone D, telles que définies dans l'amendement 3 à partir de 2005 après la découverte des nouvelles zones de développement Phase 1 bis et Moho Nord. Par la suite, les parties ont convenu de modifier les stipulations relatives à la deuxième tranche (production cumulée supérieure à 400 millions de barils) après une période de faibles prix du pétrole (amendement 6). Comme dans tous les CPP signés depuis 2000, il prévoit une redevance de 15% et une PID de 1 %. Des taux différents pour les principaux instruments fiscaux sont

[26] Certains instruments fiscaux sont également affectés par les estimations initiales des réserves. Pour le projet de taille moyenne, nous avons pris une estimation des réserves de 100 à 200 millions de barils. Pour le projet de plus grande envergure, nous avons pris une estimation des réserves de 200 à 400 millions de barils.

ensuite définis en fonction de deux (2) types de facteurs : les seuils de production cumulée et la récupération ou non des investissements initiaux. Le prix haut est fixé à 90 $ jusqu'à la récupération des investissements et est abaissé à 50 $ après ce point. La part de l'État dans le super-profit oil est de 66 %. La limite de récupération des coûts varie de 50 % à 70 % en fonction de la tranche (et potentiellement de l'application d'un « seuil de réévaluation » de 80 $). Le contrat prévoit également un cost oil garanti d'un minimum de 40 % de la production. Si un excess oil est disponible, l'allocation à l'État varie entre 30 % et 70 % en fonction de la production cumulée. La part de l'État dans le profit oil varie de 30 à 50 % et est également basée sur la production cumulée.

Marine XII (2010)

Le permis d'exploration Marine XII a été attribué en 2006 à la SNPC. En 2009, un CPP a été signé comprenant les stipulations contractuelles applicables à la zone du permis. À ce stade, seuls les champs Néné Banga et Litchendjili sont en production.

Les stipulations contractuelles comprennent une redevance de 15 % pour le pétrole et le gaz exportés, ainsi qu'une redevance de 2 % pour le gaz domestique. Elles prévoient également une PID de 1 %. Une période d'accélération de récupération des coûts est définie à partir de la date d'entrée en vigueur jusqu'à ce que toutes les dépenses d'investissement initiales aient été récupérées. Au cours de cette période, aucun prix haut ne s'applique et, par conséquent, aucun super profit oil ne sera versé. Lorsque toutes les dépenses d'investissement ont été récupérées par l'opérateur, un prix haut de 32 $ est fixé (indexé à partir de 2008). Au-delà de ce seuil, 65 % du super profit oil sera versé à la RC. Pendant la période d'accélération, 70 % de la production peut être attribuée à la récupération des coûts et ce taux tombe à 50 % après la fin de cette période. Concernant l'excess cost oil, la part de la RC est de 60 %. La répartition du profit oil n'évolue pas au cours des périodes, mais est basée sur des seuils de production : La part de la RC est égale à 40 % du profit oil jusqu'à 30 millions de barils de production cumulée, augmente à 50 % jusqu'à 60 millions de barils, et atteint 60 % après ce niveau. Pour le gaz, la limite de récupération des coûts est fixée à 70 %. 50 % de l'excess cost gas ira à la RC, ainsi que 15 % des bénéfices du gaz pour la consommation intérieure et 50 % du profit gas pour l'exportation.

Kombi-Likalala-Libondo II (2020)

Le permis Kombi-Likalala-Libdondo (initialement accordée en 1995) étant sur le point d'expirer, un nouveau permis d'exploitation a été accordé à un nouveau groupe de Contracteurs. De nouvelles stipulations contractuelles ont donc été convenues avec la RC en avril 2020. Une redevance de 15 % et une PID de 1 % sont désormais applicables au permis Kombi-Likalala-Libondo II. Contrairement à la plupart des CPP récents, tous les instruments fiscaux sont des pourcentages fixes, et non des échelles mobiles basées sur les prix ou les seuils de production. Le prix haut est fixé à 50 $, l'État recevant 66 % du super-profit oil. La limite de récupération des coûts est fixée à 50 %, tandis qu'un cost oil garanti de 25 % est prévu. Tout excess cost oil doit être réparti à parts égales entre l'État et le Contracteur. Des modalités identiques sont prévues pour l'allocation du profit oil.

Tableau 4 : Résumé des modalités fiscales des CPP congolais pour l'analyse comparative nationale

	Haute Mer (1994)	HM Zone D – Moho (2005)	HM Zone D – Moho (2012/19)	Marine XII (Oil) (2010)	Kombi-Likalala-Libondo II (2020)
Redevance et PID					
Redevance (%)	12	15	15	15	15
PID (%)	-	1	1	1	1
Phases et Accélération					
Tranches (mmbbls)	N	1 : <100 2 : 100-200 3 : > 200	1 : <400 2 : 400-600 3 : > 600	1 : <30 2 : 30-60 3 : >60	N
Période d'accélération	N	N	O (jusqu'à récupération du capex initial)	O (jusqu'à récupération du capex initial)	N
Cost Oil					
Cost Stop (Limite) (%)	50	1 : 65 2 : 60 3 : 60	1 : 70 2 : 60 (Si prix <80$: 70) 3 : 50	Accélération : 70 Par la suite : 50	50
Cost Oil garanti (%)	N	N	40	N	25
Excess Cost Oil à l'État (%)	63	1 : 30 2 : 40 3 : 40	1 : 30 2 : 45 3 : 70	60	50
Profit Oil					
Profit Oil à l'État (%)	50	1 : 30 2 : 33-38 3 : 42	1 : 30 2 : 42 (Si prix <80$: 35) 3 : 50	1 : 40 2 : 50 3 : 60	50
Super-Profit Oil					
Prix haut ($)	22	25	Accélération : 90 Par la suite : 50	Accélération : none Par la suite : 32	50
Super-Profit Oil à l'État (%)	85	1 : 70 2 : 85 3 : 85	66	65	66
SNPC					
Part de la SNPC (%)	15	15	15	10	20

2.2 Part de l'État

Les résultats de l'analyse comparative montrant les flux de revenus pour chacun des principaux instruments fiscaux, les revenus totaux de l'État et la part de l'État dans les revenus divisibles (après coûts) sont présentés pour le projet de taille moyenne dans le Tableau 5. Le projet de taille moyenne constitue le cas de base. Nous ferons référence au projet de grande taille lorsque les résultats divergent de manière significative.

Tableau 5 : Revenus de l'État pour le projet de taille moyenne – CPP congolais (base 70 $/bbl)

(Millions USD)	Haute Mer (1994)	Haute Mer - Zone D Moho (2005)	Haute Mer - Zone D Moho (2012/19)	Marine XII (2010)	Kombi-Likalala-Libondo II (2020)
Redevance et PID	2 331	2 868	2 868	2 868	2 868
Excess Cost Oil	0	0	1 262	2 840	400
Super-Profit Oil	8 974	1 782	1 173	2 339	2 873
Profit Oil	333	2, 508	964	954	2 449
Total	**11 637**	**7 158**	**6 268**	**9 001**	**8 591**
Part de l'État	93 %	57 %	50 %	72 %	69 %

Les modalités fiscales des cinq (5) séries de modalités examinées génèrent des niveaux très différents de revenus pour l'État et prévoient une part revenant à l'État très différente.

Haute Mer 1994 : Les stipulations initiales de Haute Mer ont été conçues pour un environnement de prix du pétrole bas et ne sont pas propices à des investissements continus alors que les coûts et les prix augmentent. La part de l'État est de 93 %, car le super profit oil génère d'importants revenus pour l'État alors même que les entreprises sont incapables de récupérer leurs coûts. Le prix haut de ces CPP de première génération a été fixé à 22 dollars mais sujet à indexation au fil du temps. Un prix haut faible génère non seulement d'importants volumes de super profit oil, mais limite également la récupération des coûts, car le cost oil est évalué au prix haut et les coûts ne sont jamais récupérés. L'impact du prix haut sur la récupération des coûts et le super profit oil pour les modalités fiscales convenues dans les années 1990 explique l'accent mis dans les contrats ultérieurs sur les mécanismes visant à donner la priorité à la récupération des coûts, y compris une phase d'accélération avec un prix haut plus élevé et l'inclusion du cost oil garanti.

Moho Bilondo 2005 : Les stipulations initiales de Moho Bilondo (2005) ont commencé à introduire quelques nouveaux éléments, notamment des tranches de production cumulatives qui déterminent le cost stop et des répartitions pour le super profit oil, le cost oil, l'excess cost oil et le profit oil. Des ajustements sont également effectués en fonction des estimations des réserves, en particulier pour le cost oil. Bien que le prix haut reste comparativement bas à 25 $, des ajustements importants au calcul du super profit oil dans les premières tranches signifient que la part effective de l'État commence à seulement 9,5 % et n'atteint 70 % que lorsque la production cumulative dépasse 200 millions de barils. Les résultats restent cependant comparativement favorables à l'État, avec une part globale de 57 %. Lorsque le seuil des 200 millions de barils est franchi, comme c'est le cas pour le projet de plus grande envergure, la part de l'État passe à 75 %.

Moho Bilondo 2012/19 : L'une des principales modifications apportées à ces contrats a été l'augmentation du cost oil stop à 70 %, mais également et principalement, l'augmentation du prix haut sur lequel il était basé à 90 dollars pour la période pendant laquelle les coûts d'investissement ne sont pas entièrement récupérés. Parmi les autres aspects, nous retrouvons le retrait des facteurs d'ajustement du SPO qui avaient auparavant réduit le montant effectif de la part de l'État du SPO de 70 % à seulement 9,5 %. Les tranches de réserves ont été éliminées comme facteur de détermination des modalités fiscales. Par conséquent, ces modalités ont accéléré la récupération des coûts pour les Contracteurs. Collectivement, ces modifications entraînent une baisse importante de la part de l'État, qui passe de 57 % à 50 %.

Marine XII : L'un des facteurs distinctifs de ces modalités est qu'il n'y a pas de prix haut établi avant la récupération complète des coûts d'investissement, ce qui augmente le cost stop et supprime le SPO jusqu'à la récupération des coûts d'investissement. Après la récupération des coûts d'investissement, le partage de l'Excess Cost Oil intervient et un prix élevé de 35 $ est établi, créant ainsi un SPO à partager avec l'État. La part de l'État dans le Profit Oil est de 40 % et atteint 60 % lorsque la production cumulée dépasse 60 millions de barils. Ces modalités entraînent l'allocation d'une très faible part à l'État jusqu'à ce que les coûts d'investissement soient récupérés. Dès que les coûts d'investissement ont été récupérés, nous constatons une forte augmentation de la part de l'État. Sur l'ensemble du cycle de vie du projet, la part de l'État est de 72 %. Cependant, des stipulations généreuses applicables jusqu'à ce que les coûts d'investissement soient récupérés peuvent inciter à ce que les phases de développement restent dans la phase d'accélération pendant une période plus longue.

Kombi-Likalala-Libondo II : Les stipulations de Kombi-Likalala-Libondo sont simplifiées par rapport à celles des autres permis, sans tranches de production ou de réserves. Le prix haut utilisé était de 35 $ jusqu'en 2020 et était utilisé pour déterminer le cost stop à 50 % et le SPO à 66 %. Après 2020, le prix haut est passé à 50 $. La part de l'État dans le Profit Oil est passé de 35 % à 50 % en 2020. Ces stipulations étaient relativement simples par rapport à d'autres permis octroyés au Congo à cette époque et semblaient destinées aux champs qui n'ont pas encouru de coûts d'investissement importants. Tel qu'attendu par des stipulations applicables aux dernières années d'un projet, la part de l'État est relativement élevée, à 69 %.

2.3 Calendrier des revenus de l'État

Outre les variations des revenus liées au cycle de vie, les modalités fiscales examinées diffèrent également dans le calendrier des revenus de l'État. La Figure 5 montre le calendrier des revenus de l'État en dollars US pour chacun des cinq (5) permis.

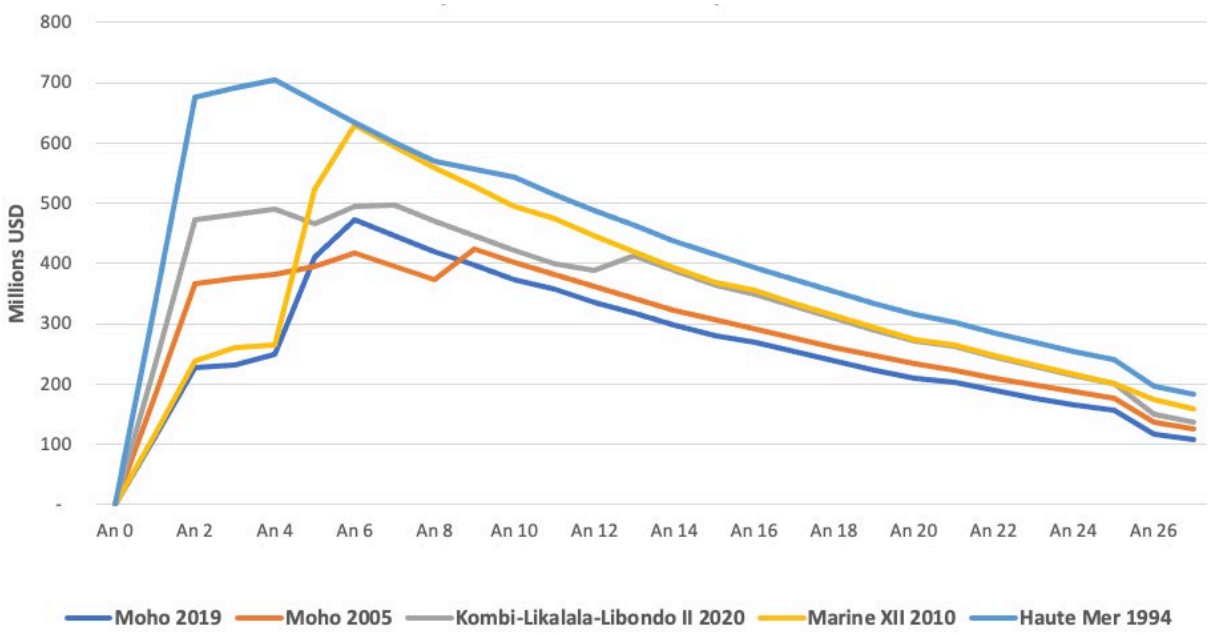


Figure 5 : Revenus de l'État au fil du temps - Projet de taille moyenne (scénario de base 70 $/bbl)

Le profil général des revenus est conforme aux attentes relatives à un projet pétrolier. Étant donné que nous supposons un prix fixé, les revenus de l'État sont largement déterminés par le volume de la production pétrolière. Ainsi, nous observons une montée en puissance généralisée, un plateau, puis un lent déclin. Il est toutefois important de noter que Haute Mer Zone D et Marine XII permettent tous les deux à la société de récupérer plus rapidement ses coûts au cours des premières années, au détriment des revenus de l'État. Marine XII génère toutefois des revenus pour l'État beaucoup plus élevés une fois que les coûts d'investissement initiaux ont été récupérés.

L'effective royalty rate (ERR) (« taux de redevance effectif ») est un indicateur destiné à évaluer la part des revenus totaux du projet que l'État peut s'attendre à recevoir chaque année après le début de la production[27]. Il s'agit de la part minimale de la production brute qui revient à l'État à partir d'une combinaison de la redevance et de sa part minimale de profit oil au cours d'une année. L'ERR est donc un indicateur de la part minimale qui reviendrait à l'État au cours d'une seule année. La plupart des régimes fiscaux pétroliers permettent au Contracteur de récupérer la majeure partie de son investissement avant que

[27] « Le taux de redevance effectif (TRE) est défini comme la part minimale des revenus (ou de la production) que l'État peut s'attendre à recevoir au cours d'une période comptable donnée, grâce aux redevances et à sa part dans le profit oil. » Silvana Tordo, Fiscal Systems for Hydrocarbons, World Bank, 2007, p. 20.

les revenus de l'État ne deviennent substantiels. Selon un analyste de premier plan, l'ERR moyen mondial pour les contrats de partage de production est d'environ 23 %[28].

La part de la production totale allouée à l'État au cours de la première année et de la première moitié du cycle de vie du projet est illustrée à la Figure 6. Dans cette analyse, nous nous concentrons spécifiquement sur les modalités de Haute Mer Zone D et de Marine XII, car ces ensembles de modalités ont été spécifiquement conçus pour encourager les nouveaux investissements à grande échelle.

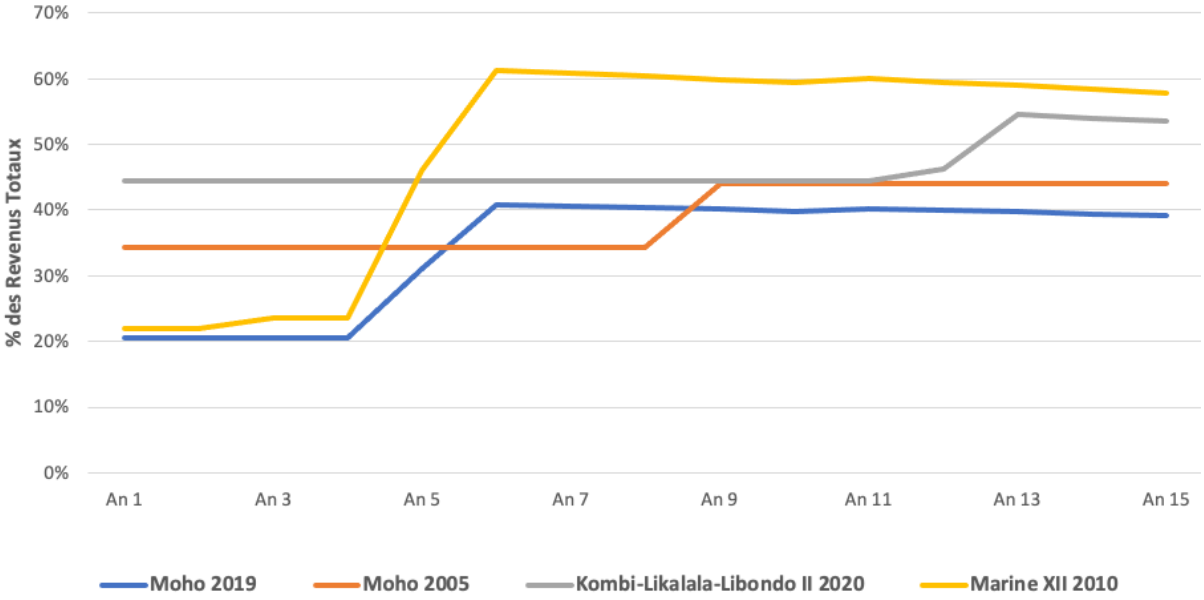


Figure 6 : Revenus de l'État en pourcentage des revenus totaux
Champ de taille moyenne à 70 $/bbl

De manière générale, les CPP congolais que nous analysons sont comparables à l'ERR moyen international. Les stipulations initiales pour Haute Mer Zone D prévoyaient une part nettement plus importante pour l'État au cours des premières années. Les stipulations pour Haute Mer Zone D 2012/19 et pour Marine XII donnent une plus grande priorité à la récupération des coûts de la société, avec des délais plus importants avant une augmentation des revenus de l'État.

2.4 Progressivité des revenus de l'État

La progressivité est le troisième (3) critère de performance d'un régime fiscal lié aux revenus de l'État. Elle permet de déterminer si la part de l'État augmente avec la rentabilité du projet. Un régime fiscal idéalement conçu devrait répondre efficacement à la rentabilité du projet. Cela signifie que la part de l'État devrait augmenter lorsque les bénéfices sont élevés.

2.4.1 Sensibilité au prix

La Figure 7 montre la part de l'État dans les revenus totaux du projet en comparant un prix du pétrole à 50 dollars le baril et un prix à 110 dollars le baril.

[28] Daniel Johnston, International Petroleum Fiscal Systems Data Base, PennWell, 2001.

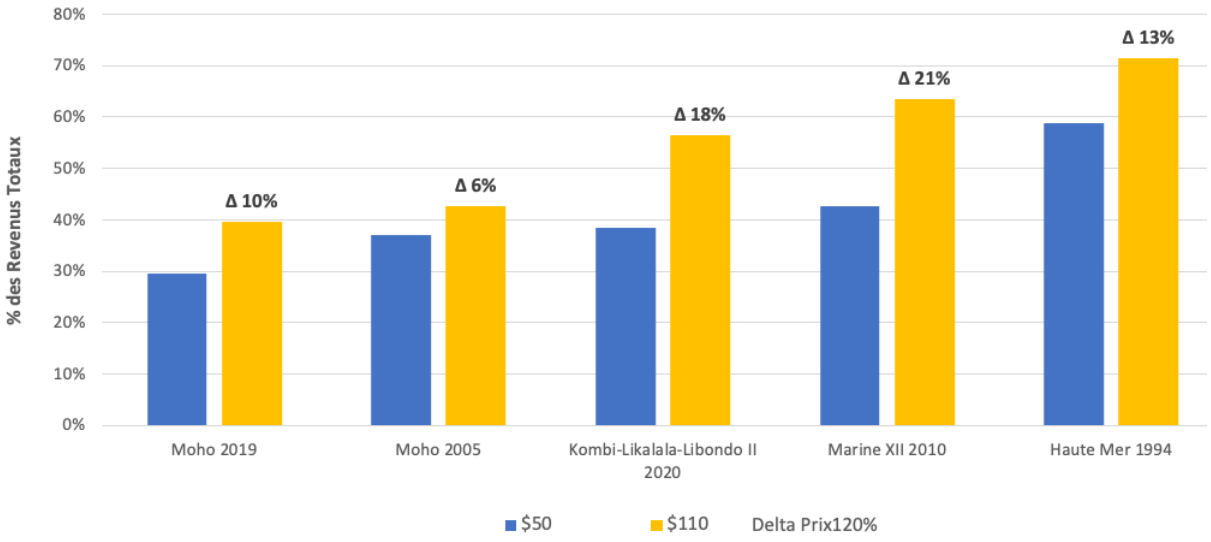


Figure 7 : Part de l'État pour différents prix du pétrole – Champ de taille moyenne

Les différences significatives entre les modalités fiscales associées aux cinq (5) CPP inclus dans cette analyse comparative entraînent logiquement une grande variation dans les niveaux de progressivité. Les niveaux de progressivité les plus bas se trouvent dans les stipulations de Haute Mer Zone D. Cela contraste fortement avec les niveaux de progressivité beaucoup plus élevés des autres permis. Dans le permis Marine XII, par exemple, la part de l'État dans les revenus totaux augmente de 21 % avec des prix du pétrole à 110 $.

2.4.2 Sensibilité aux coûts

Le niveau de progressivité généré par un ensemble de modalités fiscales peut également être observé dans la sensibilité aux coûts du projet. Des coûts plus faibles engendreraient des bénéfices plus élevés, tandis que des coûts plus élevés auraient l'effet inverse. La Figure 8 montre l'impact d'une augmentation ou d'une diminution de 25 % des coûts d'investissement du projet sur la part de l'État.

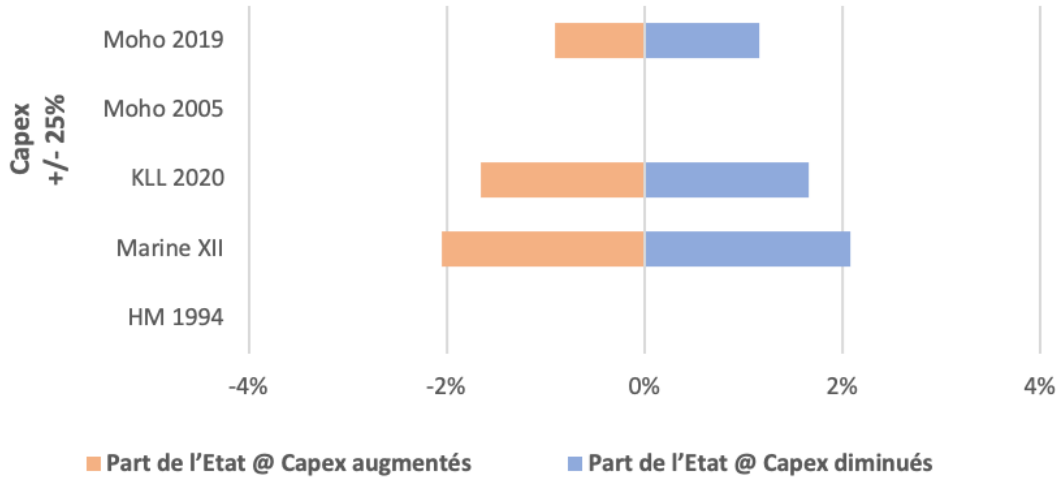


Figure 8 : Sensibilité aux capex pour les modalités fiscales congolaises

Pour les deux (2) permis qui ne sortent jamais de la saturation de la récupération des coûts, Haute Mer 1994 et Haute Mer Zone D 2005, il n'y a bien sûr aucun impact sur les revenus de l'État en cas de changement dans les coûts du projet. Conformément à la sensibilité au prix présentée ci-dessus, nous constatons également que Marine XII est beaucoup plus sensible aux coûts du projet - beaucoup plus progressifs- que Haute Mer Zone D 2019.

2.5 Résultats économiques pour le Contracteur

Des revenus importants pour l'État servent de base d'évaluation d'un régime fiscal. Les modalités doivent toutefois être suffisamment avantageuses pour le Contracteur pour que le projet soit considéré comme un investissement intéressant. Le Tableau 6 montre les résultats économiques pour la SNPC et le Contracteur.

Tableau 6 : Champ de taille moyenne - CPP congolais (base de référence : 70 $/bbl)

(Millions USD)	Haute Mer (1994)	Haute Mer Zone D Moho (2005)	Haute Mer Zone D Moho (2012/19)	Marine XII (2010)	Kombi-Likalala-Libondo II (2020)
SNPC					
Intérêts SNPC	15 %	15 %	15 %	10 %	20 %
Flux de trésorerie net SNPC	157	829	962	368	818
Augmentation de la part de l'État en incluant la SNPC	1 %	7 %	8 %	3 %	6 %
Part de l'État avec la SNPC	94 %	64 %	58 %	75 %	94 %
Revenus de la société					
Flux de trésorerie - Contracteur	688	4 495	5 252	3 113	3 072
Valeur actuelle nette en millions de dollars	(713)	678	979	420	189
Taux de rendement interne (%)	**3 %**	**15 %**	**18 %**	**14 %**	**12 %**
Rentabilité (à partir du début de la production) (année)	Année 15	Année 8	Année 7	Année 7	Année 9

Dans cette analyse, nous supposons que la SNPC est chargée de l'exploration et qu'elle assume des coûts similaires aux autres Contracteurs. Dans ces conditions, la part de la SNPC reflète largement celle des IOC. En supposant que les revenus nets de la SNPC provenant de ces projets soient versés à la RC sous forme de dividendes, ces derniers entreraient également dans la part de l'État. Nous avons toutefois conscience que les coûts de la SNPC sont parfois couverts par le Contracteur, que les calendriers de remboursement peuvent se révéler imprévisibles et que les paiements de dividendes par la SNPC à l'État peuvent n'être versés qu'une fois que les revenus et les coûts des autres activités économiques sont consolidés.

La deuxième (2) section du Tableau 6 présente les résultats économiques pour les compagnies pétrolières. Une valeur actuelle nette (VAN) positive est généralement un signal positif pour la poursuite du projet. Les modalités de Haute Mer 1994 ne constituent pas une base suffisante pour l'investissement des compagnies. Les autres séries de modalités fiscales génèrent une VAN positive. À l'instar de l'analyse de la part de l'État ci-dessus, la rentabilité des entreprises varie considérablement d'un permis à l'autre, des différences considérables étant à nouveau observées entre Haute Mer Zone D 2012/19 et Marine XII (Figure 9).

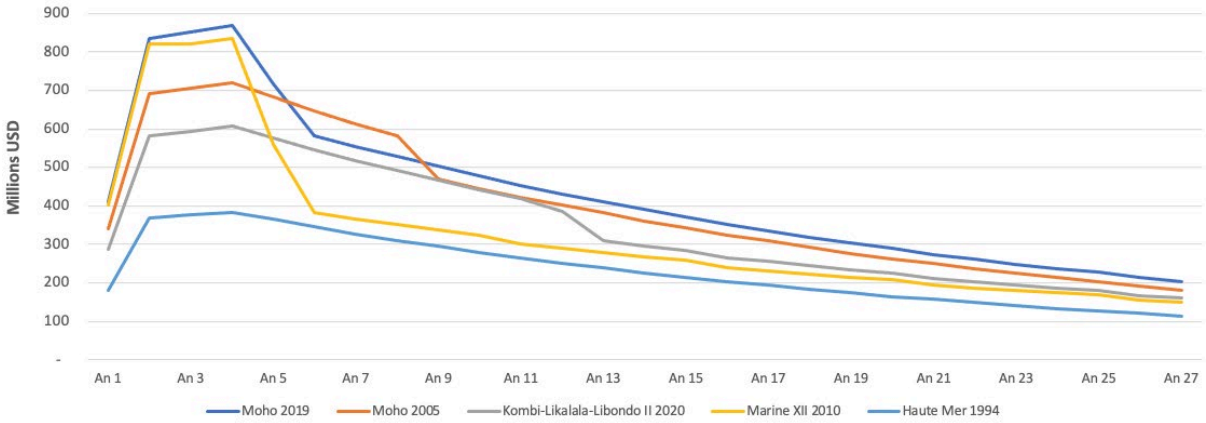


Figure 9 : Revenus du droit du Contracteur après impôts
CPP congolais (base de référence : 70 $/bbl)

2.6 Conclusions de l'analyse comparative nationale

Dans la plupart des systèmes de partage de production, les différences de résultats s'expliquent en grande partie par les différentes modalités de récupération des coûts et de répartition du profit oil. En revanche, la plupart des différences entre les modalités fiscales de la RC sont liées au prix haut, car celui-ci affecte à la fois la récupération des coûts et la disponibilité potentielle du super-profit oil. Le prix haut effectif a varié en 2021 de 30 à 104 dollars par baril en fonction du permis et de la génération du CPP.

Si le prix haut est fixé trop bas, comme c'est le cas pour Haute Mer 1994 et Haute Mer Zone D 2005, les coûts ne sont jamais entièrement récupérés et et comme la majorité du super profit oil revient à l'État, les rendements pour les investisseurs diminuent, en particulier pour les projets les plus coûteux. Si le prix haut est trop élevé, il donne la priorité à la récupération des coûts de la société (comme nous pouvons le voir pendant les premières années de Marine XII) et limite les paiements exceptionnels potentiels à l'État. Le rôle prépondérant du prix haut dans la détermination des revenus de l'État représente un défi dans la compréhension publique du régime fiscal car, bien que les stipulations contractuelles soient publiques, la complexité de cette caractéristique rend difficile toute comparaison simple entre différents ensembles de modalités fiscales.

Le SPO est le principal instrument conçu pour introduire la progressivité dans le régime fiscal de la CR. Il s'agit d'un instrument fiscal relativement rudimentaire. Il réagit au prix à un seuil unique, sans impact en dessous du prix haut et avec un fort impact au-dessus du prix haut. Cet effet accroît la vulnérabilité de la CR aux chocs pétroliers, comme nous l'avons constaté ces dernières années, car le SPO peut être une source importante de revenus pour l'État. Le SPO n'étant pas sensible aux coûts des projets, il ne constitue pas un outil efficace pour encourager l'investissement dans des champs coûteux en eau profonde ou en déclin. Lorsque les circonstances économiques évoluent, les Contracteurs sont susceptibles de faire pression pour obtenir des concessions sur le SPO, ce qui peut facilement faire pencher la balance du côté du Contracteur.

Dans certains cas, comme pour les modalités négociées pour Haute Mer Zone D en 2005, les stipulations peuvent théoriquement bénéficier davantage à l'État, mais dès qu'elles ne répondent pas aux critères d'investissement, les Contracteurs refuseront d'investir. Il est probable qu'il en résulte une modification des stipulations qui aboutit généralement à des

modalités moins favorables pour l'État et des résultats moins prévisibles, comme cela s'est produit pour Haute Mer Zone D avec les amendements de 2012 et 2019.

3 ANALYSE COMPARATIVE INTERNATIONALE DES MODALITES FISCALES

Les Termes de référence demandaient de réaliser une comparaison de la part de l'État avec celle d'autres pays producteurs de pétrole. Des comparaisons internationales sont fournies pour quatre (4) pays : Angola, Ghana, Nigeria et Vietnam. Nous utilisons les modalités actuelles pour Moho Bilondo comme point de référence.

3.1 Régimes fiscaux internationaux pour l'analyse comparative

L'analyse comparative internationale repose sur les modalités fiscales pétrolières de quatre (4) pays pairs. Les Termes de référence prévoyaient de sélectionner plusieurs pays pairs dans les régions d'Afrique centrale et occidentale. Il apparait plus approprié de sélectionner des pays pairs qui ont une production pétrolière en mer profonde et peu profonde comme le Congo. Trois (3) pays de cette région ont donc été sélectionnés. L'Angola est l'un des principaux producteurs de pétrole en Afrique et est adjacent au Congo avec quelques opérations transfrontalières. Le Nigeria est, quant à lui, le principal producteur de pétrole en Afrique, avec une importante production en eaux peu profondes et profondes. Pour sa part, le Ghana est un producteur émergent en Afrique de l'Ouest avec une production en eaux profondes. Nous avons également sélectionné le Vietnam, un pays pair situé en dehors de la région. Nous l'avons sélectionné, car il présente un profil similaire à celui de la République du Congo en Asie du Sud-Est. Le Vietnam est le 4e plus grand producteur de pétrole dans cette région, avec des ressources principalement offshore dans des eaux peu profondes et profondes. Le pays représente un important producteur de pétrole depuis les années 1970, avec une production actuelle d'environ 200 000 barils par jour. Ses réserves de pétrole et de gaz sont estimées à 2,6 milliards de barils. Les principales compagnies pétrolières internationales présentes dans le pays sont Exxon, Eni Congo, Perenco, Repsol et Murphy.

Le type de régime fiscal est également un élément important à prendre en compte dans l'analyse comparative du régime fiscal. La majorité des pays en développement, dont la République du Congo, ont recours au système de partage de production. Dans de nombreux cas, ces régimes fiscaux contiennent également une redevance ad valorem et/ou un impôt sur les bénéfices. Trois (3) des pays considérés pour l'analyse - l'Angola, le Nigeria et le Vietnam - utilisent une variante du système de partage de production. Il peut également être utile de comparer avec un système de redevance/impôt, qui est plus couramment utilisé dans les pays développés (par exemple, aux États-Unis, au Royaume-Uni, en Norvège, en Russie, au Canada, en Australie et en Afrique du Sud). L'inclusion du Ghana dans l'analyse comparative permet d'inclure un régime fiscal de redevances/taxes. Le troisième (3) système fiscal pétrolier principal est le contrat de service soumis aux risques. Toutefois, il est peu probable que l'analyse comparative de nouveaux contrats de service soumis aux risques apporte des résultats significatifs. En effet, ce système fiscal n'est majoritairement utilisé qu'au Moyen-Orient (par exemple, en Arabie Saoudite, au Koweït, au Qatar, en Iran et en Irak) et en Amérique du Sud (par exemple, en Bolivie et au Venezuela) et ces pays ne sont pas considérés comme des pays pairs de la République du Congo.

La dernière considération dans l'analyse comparative des régimes fiscaux revient à s'assurer que les modalités fiscales analysées pour chacune des juridictions constituent une représentation équitable des modalités qui s'appliquent aux permis en cours d'exploration et de production. L'analyse comparative est souvent fondée sur des stipulations générales énoncées dans les contrats modèles publics. Cependant, l'expérience démontre que les

contrats effectivement signés contiennent souvent des stipulations très différentes. Par conséquent, outre la sélection de juridictions paires pour l'analyse comparative, nous avons également considéré la disponibilité publique des modalités fiscales des contrats signés comme critère de sélection. Malgré les avancées considérables des dernières années en matière de divulgation des contrats pétroliers, il reste encore de nombreux pays dans lesquels les contrats signés n'ont pas été divulgués par l'État (par exemple, en Angola, au Nigeria et au Vietnam). C'est pourquoi nous avons sélectionné des contrats couvrant des blocs comparables en eau profonde qui ont été divulgués par les entreprises et qui sont largement représentatifs des contrats signés au cours de la période concernée. Le Ghana publiant l'ensemble des contrats pétroliers, nous avons sélectionné un contrat représentatif de l'offshore en eaux profondes d'une période similaire. Un résumé des pays et des permis sélectionnés pour l'analyse comparative internationale est fourni dans le Tableau 7.

Tableau 7 : Pays pour l'analyse comparative internationale

Pays	Offshore	Système fiscal	Licence
Angola	Yes	CPP	CPP Block 20/11 (2012)
Nigeria	Yes	CPP	CPP OPL 332 (2005)
Ghana	Yes	Redevance/Taxes*	Cape Three Points (2008)
Vietnam	Yes	CPP	Block 127 (2012)

* Le droit supplémentaire sur le pétrole au Ghana, décrit ci-dessous, a une fonction de partage de production.

Angola – Block 20/11 (2012)

Le régime fiscal angolais se compose de deux (2) éléments principaux : une part de la production et un impôt sur les revenus pétroliers. Les stipulations des CPP angolais sont restées relativement stables au fil des années. Pour le bloc 20/11, la limite de récupération des coûts est de 50 %, mais elle est portée à 65 % si les coûts ne sont pas entièrement récupérés après cinq (5) ans. Une majoration, dans ce cas de 10 %, est autorisée pour les investissements. La part de la production est attribuée sur la base de tranches, commençant à un taux de rendement de 15 % et augmentant jusqu'à 40 %, avec des pourcentages associés à l'État commençant à 30 % et augmentant jusqu'à 90 %. Une taxe sur les revenus pétroliers est imposée au taux de 50 %. La société nationale (SN) détient une participation dans la plupart des permis, dans ce cas 30 %, avec un portage partiel. La société nationale Sonangol détient une participation de 30 % dans le permis.

Nigeria – OPL 332 (2005)

La plupart des développements en eaux profonde offshore au Nigeria sont basés sur des contrats de partage de production. Dans les années 1990, les contrats ne prévoyaient pas de redevance en eaux profondes et attribuaient le profit oil en fonction des tranches de production cumulées. Depuis 2005, l'État a introduit des stipulations plus strictes dans les contrats de partage de production en prévoyant une redevance de 8 % en eaux profondes et une part de la production pour l'État qui varie de 30 à 75 % basée sur un facteur R. Une taxe sur les bénéfices pétroliers est imposée à un taux de 50 %. La Niger-Delta Development Commission impose un prélèvement de 3 % sur toutes les dépenses pétrolières. La société nationale ne participe pas à la plupart des projets d'offshore en eaux profondes.

Ghana – Cape Three Points (2008)

Le Ghana utilise un système fiscal pétrolier fondé sur les redevances et les taxes. Les modalités fiscales pour le permis Cape Three Points de 2008 comprennent : une redevance de 7,5 % pour les profondeurs d'eau supérieures à 400 mètres et un impôt sur les revenus pétroliers de 35 %. Bien que le régime fiscal du Ghana n'inclut pas la récupération des coûts, il contient une modalité fiscale quelque peu analogue à celle du profit oil. Le « Additional Oil Entitlement » est un type de taux de rendement de profit oil avec des allocations en pourcentage du pétrole associé à chacune des cinq (5) tranches de taux de rendement. Pour le permis Cape Three Points, les cinq (5) tranches vont d'un taux de rendement de 12,5 % à 27,5 % et sont associées à l'allocation de 10 % à 20 % du pétrole disponible du Contracteur. La société nationale détient un intérêt passif de 14 % dans le permis Cape Three Points.

Vietnam – Block 127 (2012)

Le Vietnam exploite un système de partage de production qui comprend une redevance à échelle mobile, un impôt sur les sociétés de 32 % et une taxe à l'exportation de 10 %. Les modalités pour le bloc 217 en eaux profondes comprennent une redevance allant de 7 % à 23 %, une limite de récupération des coûts de 70 % et des tranches du profit oil allant de 16 % à 55 % pour l'État en fonction des volumes de production quotidiens. La société nationale ne détient pas de participation dans le bloc 127.

Un résumé des modalités fiscales associées aux quatre (4) comparateurs internationaux est fourni dans le Tableau 8.

Tableau 8 : Résumé des modalités fiscales pour les comparateurs internationaux

	Angola	Nigéria	Ghana	Vietnam
Bloc/Permis	20/11	332	Cape Three Pts	127
Année du contrat	2012	2005	2008	2012
Redevance				
Mécanisme de redevance	N/A	Fixe	Fixe	BOPD
Taux de redevance (%)	N/A	8	7,5	7-23
Partage de la production				
Limite de récupération des coûts (%)	50	80	N/A	70
Amortissement (années)	4	5	N/A	1
Mécanisme de partage des bénéfices	TRI (15-40%)	Facteur-R	TRI (12.5-27.5 % + inflation)	BOPD
Pourcentages du partage des bénéfices pour l'État (%)	30-90	30-75	(10-20 % par tranche)	16-55
Impôt sur les bénéfices/le revenu				
Taux d'imposition (%)	50	50	35	32
Amortissement (années)	4	5	5	5
Société nationale (SN)				
Capitaux propres	Partiel	N/A	Total	N/A
Pourcentage de capitaux propres (%)	30	0	14	0
Autres caractéristiques	Capex + 10 %	Déduction fiscale pour investissement de 50 %	Droits Pétroliers additionnels	Taxe sur les exportations de 10 %

3.2 Part de l'État

Les résultats de l'analyse comparative montrant les flux de revenus pour chacun des principaux instruments fiscaux, les revenus totaux de l'État et la part de l'État associée sont présentés pour le projet de taille moyenne dans le Tableau 9. Comme nous l'avons fait pour l'analyse comparative nationale, le projet de taille moyenne constitue le cas de base, et nous présentons les résultats du projet de taille plus importante lorsque les résultats diffèrent de manière significative. À titre de référence, nous indiquons également les résultats pour le permis actuel de Moho Bilondo (Haute Mer Zone D).

Tableau 9 : Analyse comparative internationale - Revenus de l'État - Projet de taille moyenne

(Millions USD)	Haute Mer Zone D Moho (2012/19)	Angola Block 20/11 (2012)	Nigeria OPL 332 (2005)	Ghana Cape Three (2008)	Vietnam Block 127 (2012)
Revenus totaux de l'État	**6 268**	**8 342**	**8 990**	**6 188**	**7 451**
Part de l'État	50 %	67 %	72 %	50 %	60 %

Tel que nous l'anticipions, les modalités fiscales qui permettent de générer la part la plus importante à l'État sont celles associées aux CPP en Angola et au Nigeria. En tant que producteurs à grande échelle avec une prospection élevée, ces pays peuvent exiger une part plus élevée, bien que, comme nous l'indiquons ci-dessus, la plupart des projets nigérians en eaux profondes sont exploitées sous des modalités plus généreuses. Bien qu'elles soient beaucoup plus strictes que celles de Haute Mer Zone D 2012/19, ces modalités sont similaires à celles qui s'appliquent au pétrole pour Marine XII. La part pour le bloc 127 au Vietnam, qui est de 60 %, se rapproche des modalités initiales de Haute Mer Zone D, bien que celles du bloc 127 génèrent une part similaire pour les projets de taille moyenne et de grande taille. Au Ghana dans le scénario de base, Cape Three génère une part revenant à l'État similaire aux modalités actuelles de Haute Mer Zone D.

3.3 Calendrier des revenus de l'État

La Figure 10 présente le profil des revenus pour Haute Mer Zone D et les comparateurs internationaux[29].

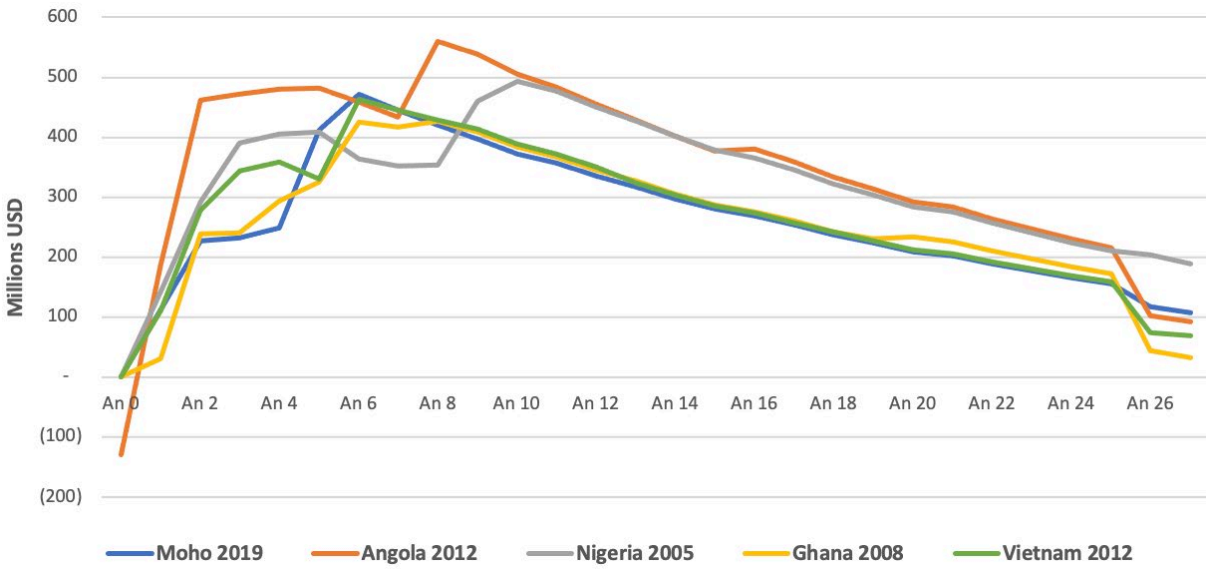


Figure 10 : Profil des revenus : Haute Mer Zone D et comparateurs internationaux

[29] Dans la mesure où Sonangol, la compagnie pétrolière nationale angolaise, n'est pas portée et doit payer sa part des coûts de développement, le revenu total de l'État est négatif au début de la première année de production.

Une nouvelle fois, le profil suit globalement celui de la production pétrolière, mais avec quelques écarts importants au cours des dix (10) premières années. Les écarts dans les revenus de l'État des premières années sont illustrés plus clairement dans la Figure 11.

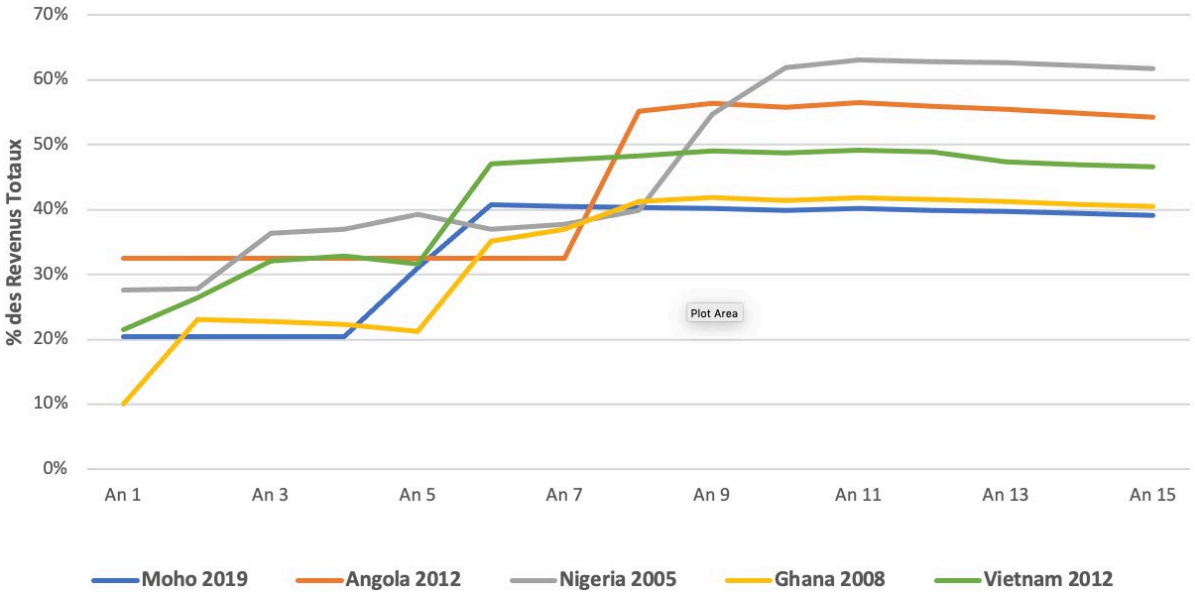


Figure 11 : Revenus de l'État en pourcentage des revenus totaux
Champ de taille moyenne à 70 $/bbl

Les modalités relatives à Haute Mer Zone D et au projet du Ghana sont les plus généreuses, car elles permettent au Contracteur de récupérer son investissement initial plus rapidement, la part de l'État n'augmentant de manière significative qu'après environ cinq (5) ans. Les revenus de l'État augmentent plus pour le Vietnam jusqu'à la troisième (3) année et à nouveau au cours de la sixième (6) année générant plusieurs centaines de millions de revenus supplémentaires pour l'État. L'Angola et, dans une moindre mesure, le Nigéria, génèrent des revenus supplémentaires importants au cours des premières années et augmentent à nouveau autour de la huitième (8) année. Ces évolutions générales s'appliquent également aux projets de plus grande envergure.

3.4 Progressivité

La Figure 12 fournit une évaluation de la progressivité des modalités fiscales sur la base d'une sensibilité au prix du pétrole. Elle montre la variation en pourcentage des revenus totaux du projet qui reviennent à l'État à un prix bas (50 $/bbl) et à un prix élevé (110 $/bbl).

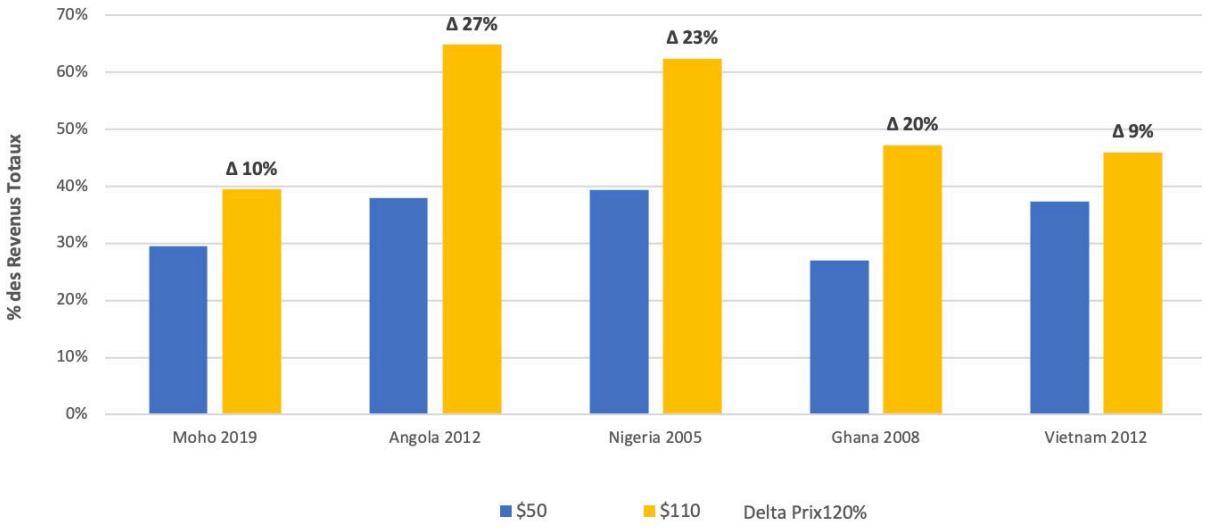


Figure 12 : Part de l'État pour différents prix du pétrole - Champ de taille moyenne

Trois (3) des comparateurs internationaux disposent d'instruments fiscaux sensibles aux bénéfices du projet : en Angola et au Ghana, les allocations de production à l'État sont basées sur le taux de rendement, tandis que dans le CPP nigérian de 2005, le partage du profit oil est basé sur un facteur R (revenus cumulés sur coûts cumulés). Ces trois (3) régimes fiscaux montrent une augmentation significative de la part des revenus totaux du projet revenant à l'État dans le scénario de prix élevé. Le système vietnamien a une répartition traditionnelle du profit oil basée sur la production cumulée qui est sensible à la taille du projet, mais pas à la rentabilité.

La Figure 13 montre l'impact sur la part de l'État de différentes rentabilités du projet dus à des augmentations ou des diminutions des coûts d'investissement du projet.

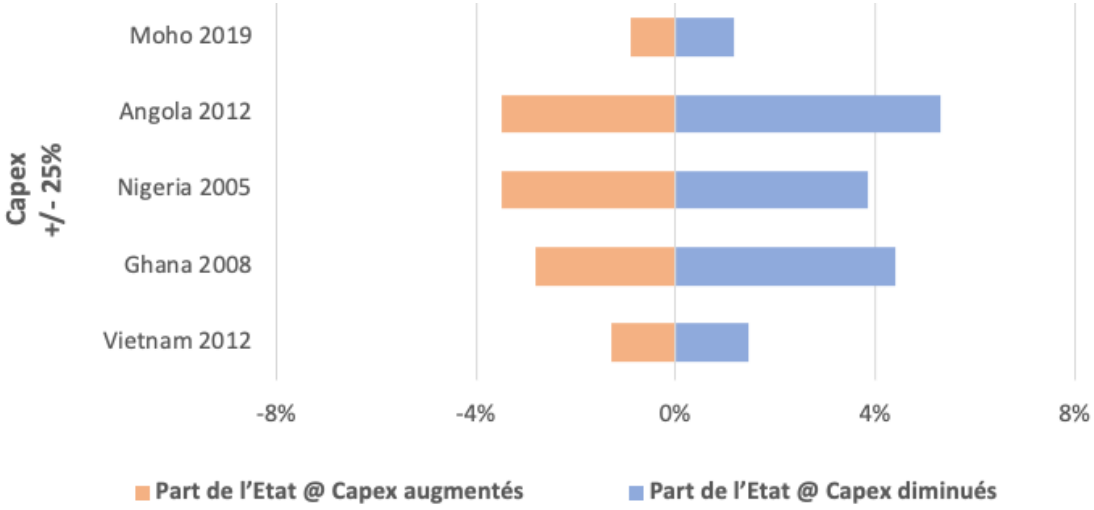


Figure 13 : Sensibilité au Capex pour les comparateurs internationaux

En accord avec les conclusions sur la sensibilité des prix, l'impact des changements dans les coûts d'investissement sur les revenus de l'État est comparativement élevé pour l'Angola, le Nigeria et le Ghana, et beaucoup plus faible pour le Vietnam.

3.5 Résultats économiques pour les Contracteurs

Les résultats de l'analyse comparative pour l'État (incluant le cas échéant la société nationale) et pour les sociétés privées sont présentés dans le Tableau 10.

Tableau 10 : Analyse comparative internationale
Résultats du Contracteur– Projet de taille moyenne

(Millions USD)	Haute Mer Zone D Moho (2012/19)	Angola Block 20/11 (2012)	Nigeria OPL 332 (2005)	Ghana Cape Three (2008)	Vietnam Block 127 (2012)
Société Nationale (SN)					
Intérêts SN	15 %	25 %	0 %	14 %	0 %
Flux de trésorerie net SN	962	1 085	0	944	0
Augmentation de la part de l'État en incluant la la SNPC	8 %	9 %	0 %	7 %	0 %
Part de l'État avec SN	58 %	76 %	72 %	57 %	60 %
Revenus Société Privée					
Flux de trésorerie	5 252	3 055	3 492	5 349	5 031
Valeur actuelle nette en millions de dollars	979	467	567	1 048	841
Taux de rendement interne (%)	18 %	15 %	15 %	18 %	16 %
Rentabilité (à partir du début de la production) (année)	Année 7	Année 8	Année 8	Année 7	Année 8

Pour les pays avec des sociétés nationales ayant des intérêts dans les projets, l'inclusion des flux de trésorerie de celles-ci dans la part de l'État augmente cette part de manière significative. Par rapport au précédent Tableau 9, cette augmentation est respectivement de 8% pour le Congo Haute Mer Zone D, 9% pour l'Angola - où Sonangol détient une participation de 30 % - et finalement, 7% pour le Ghana.

Les résultats au niveau de la rentabilité du Contracteur varient d'un pays à l'autre. En Angola et au Nigeria, où l'État prend une part plus importante, les taux de rendement internes des entreprises se situent tous deux autour de 15 %. Le Vietnam, lui, génère un TRI légèrement supérieur de 16 %. Les modalités fiscales un peu plus généreuses au Ghana comme pour Moho Bilondo Zone D permettent de générer un TRI nettement plus élevé pour les entreprises, à 18 %. Les revenus du droit du Contracteur après impôts sont indiqués dans la Figure 14.

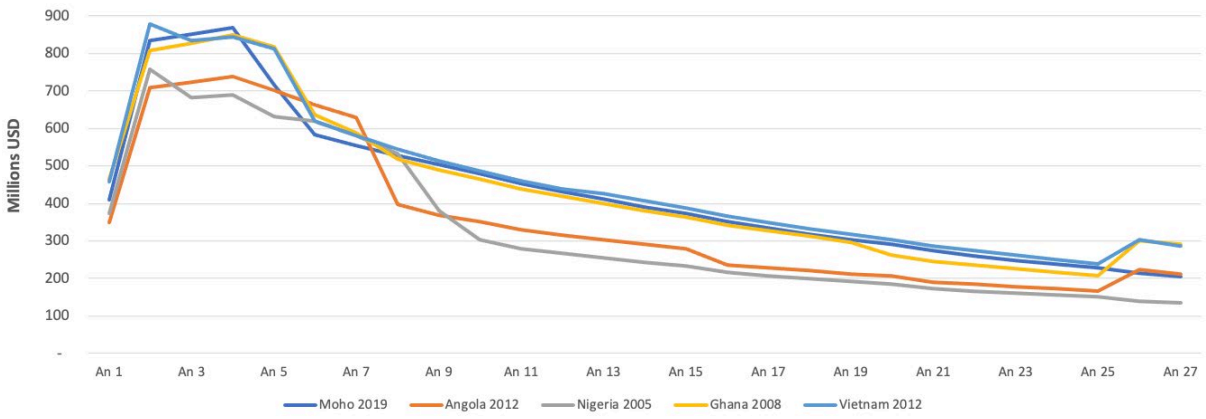


Figure 14: Revenus du droit du Contracteur après impôts (base de référence : 70 $/bbl)

3.6 Conclusions de l'analyse comparative internationale

L'Angola et le Nigeria démontrent une part accordée à l'État significativement supérieure à celle du Vietnam et de Haute Mer Zone D. De plus, leurs régimes apparaissent plus progressifs. De leurs côtés, les contrats du Ghana ont été conçus pour encourager les investissements dans une juridiction relativement nouvelle, et prévoient donc une part plus faible pour l'État et moins de progressivité, les augmentations de l'additional oil entitlement (AOE) ne se produisant que lorsque les rendements sont très élevés. Le régime fiscal du Vietnam est basé principalement sur les niveaux de production et n'est donc pas très progressif, principalement dans des situations de prix élevés.

Les comparateurs internationaux utilisant des systèmes de partage de production établissent des limites à la récupération des coûts, mais celles-ci sont basées sur les prix du marché plutôt que sur des prix convenus contractuellement comme le prix haut du Congo. L'Angola, le Ghana et le Nigeria incluent des majorations de capital destinées à encourager les investissements. Dans trois (3) des quatre (4) pays, le Nigéria, l'Angola et le Ghana, la part de production accordée à l'État est progressive et augmente avec les taux de rendement.

Il est important de noter que, dans aucun des régimes fiscaux de comparaison, la part de production qui revient à l'Etat n'est la principale source de revenus de l'Etat. En Angola, au Nigeria et au Ghana, les principaux instruments fiscaux représentant plus de la moitié des revenus de l'État sont les impôts sur le revenu basés sur les bénéfices des Contracteurs, nets des coûts. Bien que l'impôt sur le revenu ne soit pas progressif en soi, il est élevé dans une plus grande variété de projets et de conditions de marché[30]. L'impôt sur le revenu augmente les revenus de l'État à mesure que les rendements nets augmentent, et pas uniquement si les prix augmentent. Comme l'impôt n'est pas progressif, il diminue les revenus de l'État lorsque les bénéfices nets diminuent, mais pas de manière disproportionnée.

Le Vietnam dispose d'un impôt sur le revenu basé sur les bénéfices nets des coûts qui, combiné au profit oil, se traduit par une part importante de ses prélèvements basée sur les

[30] Il convient également de noter que les impôts sur le revenu sont payés en espèces plutôt qu'en pétrole, ce qui peut être plus facile à contrôler et à divulguer, car cela ne nécessite pas d'analyse supplémentaire des ventes pétrolières.

bénéfices nets. Le système vietnamien est basé principalement sur les niveaux de production pour les redevances, le partage de production et une taxe à l'exportation. Ce régime ne génère une part plus importante des revenus de l'État qu'à des niveaux de production beaucoup plus élevés, indépendamment de la rentabilité.

Le régime fiscal congolais s'est complexifié au fil des années afin de prendre en compte l'impact du prix haut sur l'allocation du cost oil et du super-profit oil. En fixant le prix haut, les négociateurs doivent déterminer un seuil de prix unique à partir duquel la part de l'État doit augmenter de manière substantielle. Bien que le prix haut soit actualisé au fil des années, le prix sous-jacent est inscrit dans des contrats prévus pour perdurer des décennies. En raison de l'évolution du marché pétrolier, les contrats congolais ne se sont ainsi pas révélés durables et des modifications substantielles ont été nécessaires afin d'encourager de nouveaux investissements majeurs dans Moho Bilondo (Zone D) et Marine XII.

Les conclusions des analyses comparatives fiscales nationales et internationales sont cohérentes et démontrent que cette complexité n'améliore pas nécessairement la performance du régime fiscal. Les régimes de partage de production plus traditionnels, avec moins d'instruments, sont ainsi plus performants dans une série de scénarios relatifs aux volumes de production, au prix du pétrole et aux coûts du projet. Le partage du profit oil sur la base d'une mesure de la rentabilité, qu'il s'agisse d'un facteur-R comme au Nigéria ou d'un Taux de rendement comme en Angola, peut intégrer la progressivité dans le régime fiscal de manière durable sans référence à un prix du pétrole spécifique. L'utilisation du profit oil traditionnel en tant que mécanisme permettant de générer une certaine progressivité permettrait de simplifier le processus de récupération des coûts. Dès lors, il n'y aurait plus besoin du cost oil garanti et tout cost oil qui n'est pas nécessaire à la récupération des coûts pourrait devenir du profit oil. Cela supprimerait également la nécessité d'une allocation séparée de l'excess cost oil.

Il est complexe d'apporter des modifications substantielles à un régime fiscal amont, en particulier lorsque des dizaines de contrats sont en vigueur et dont la plupart n'ont pas encore atteint la moitié de leur durée de vie prévue, comme en RC. Il pourrait cependant être conseillé de s'éloigner des amendements multiples aux CPP de première génération. La bonne pratique indique que les révisions substantielles d'un contrat doivent être présentées dans un « CPP reformulé et modifié » complet

Le « Contrat du siècle » reformulé et modifié

En 2017, l'Azerbaïdjan a signé un CPP modifié et reformulé pour les champs Azeri Chirag Gunashli (AGC). Le CPP AGC, également connu comme le « Contrat du siècle », a été signé en 1994 entre le groupe d'investisseurs dirigé par BP et l'État. Ce contrat accordait l'accès aux vastes réserves du pays, estimées à 6 milliards de barils de pétrole récupérable. Afin de prendre en compte les multiples modifications essentielles apportées aux stipulations du CPP, telles que la tranche fixe de partage du profit et l'extension de la durée du contrat, et de régler les litiges passés sur l'interprétation des principaux termes commerciaux, les parties ont décidé de signer un CPP reformulé et modifié. Il en résulte un document unique remplaçant entièrement le CPP existant.

afin de s'assurer que l'ensemble des stipulations applicables sont claires pour toutes les parties[31].

[31] Un contrat reformulé et modifié signifie que des modifications ont été apportées aux stipulations originelles et que les stipulations originelles du contrat ainsi que les modifications apportées sont intégralement présentes au sein d'un seul document. Par exemple, lorsque l'Indonésie a révisé les modalités fiscales et prolongé la durée du contrat pour le bloc Seram en 2018, SKK Migas (l'organisme de réglementation) a publié un CPP « reformulé et modifié ».

PARTIE II : MODELISATION DES REVENUES PASSES ET FUTURS

Les Termes de référence requéraient le développement de modèles financiers basés sur les flux de trésorerie mettant en évidence le partage de production, les revenus et les coûts entre les entreprises privées, l'entreprise publique et l'État. Une analyse historique (backcasting) pour la période allant de 2013 à 2020 a été demandée afin de comparer les paiements passés réellement versés avec ceux obtenus à partir du modèle. Des projections de revenus (prévisions) de 2021 à 2025 devaient également être fournies pour ces mêmes permis[32], en plus d'effectuer des analyses de sensibilité sur le prix et sur la production, .

4 MODELISATIONS DES PERMIS ET METHODOLOGIE

Les modèles devaient couvrir cinq (5) permis, Haute Mer Zones A, B et D, Marine XII, ainsi que Kombi-Likalala-Libondo. Toutefois, Marine XII a été exclu en raison du manque des données relatives aux volumes de production, aux revenus issus des ventes et aux prix. Un résumé des quatre (4) permis inclus est fourni dans le Tableau 11.

Tableau 11 : Cinq permis devant être modélisés - Historique 2013-2019 et prévisions 2020-2025

CPP applicable	**Amendement***	**Champs de production**
Haute Mer (1994) (devenu Zone B - Nsoko) Nsoko II (décembre 2019)	Amendement 1 (1999)	Nsoko
Haute Mer (1994) (devenu Zone D – Moho Bilondo)	Amendement 3 (2005) Amendement 4 (2012) Amendement 6 (2019)	Moho Bilondo Moho Phase 1 bis Moho Nord
Haute Mer (1994) (devenu Zone A - Nkossa)	Amendement 2 (2003) Amendement 5 (2017)	Nkossa
PNGF (1995) Kombi-Likalala-Libondo II (2020)	Amendement 1 (2003) Amendement 2 (2008)	Kombi Likalala Libondo

[32] L'analyse de sensibilité aux coûts n'a pas été effectuée. Étant donné que chacun des permis est à saturation en termes de récupération des coûts (les demandes annuelles de récupération des coûts nécessitent le montant total du cost oil disponible jusqu'au cost stop) pour la période examinée, les changements de coûts n'ont aucun impact sur les revenus de l'État.

* Les dates indiquées correspondent à l'entrée en vigueur des CPP et de leurs amendements et non à la date de leur signature.

4.1 Résumé des quatre permis

Différents ensembles de modalités fiscales s'appliquent à ces permis au cours des années 2013 à 2025. Le Tableau 12 présente un résumé des sources des modalités fiscales applicables aux permis. Nous présentons ensuite un bref historique de chacun des permis ainsi qu'une description des modalités fiscales afférentes.

Tableau 12 : Cinq permis devant être modélisés - Historique 2013-2019 et prévisions 2020-2025

Permis	**Backcasting (2013-19)**	**Forecasting (2020-25)**
Nkossa (Haute Mer Zone A)	**2013-2016** CPP 1994 Haute Mer **2017-19** Amendement 5 (2017)	**2020-25** Amendement 5 (2017)
Nsoko (Haute Mer Zone B)	**2013-2019** Amendement 1 (1999)	**2020-25** CPP Nsoko II (2020)
Moho Bilondo (Haute Mer Zone D)	**2013-2014** Amendement 3 (2005) **2015-2019** Amendement 4 (2012) Amendement 6 (2019)	**2020-25** Amendement 4 (2012) Amendement 6 (2019)
Marine XII	**2014-2019** CPP Marine XII (2009)	**2020-25** CPP Marine XII (2009)
Kombi-Likalala-Libondo	**2013-19** CPP PNGF Amendement 2 (2008)	**2020-25** CPP Kombi-Likalala-Libondo II (2020)

* Les dates indiquées correspondent à l'entrée en vigueur des CPP et de leurs amendements et non à la date de leur signature.

4.1.1 Nkossa - Haute Mer Zone A

Le permis d'exploitation Nkossa a été attribué en 1992 à TEPC (ex Elf), pour une zone à l'intérieur du permis d'exploration Haute Mer, dont les stipulations contractuelles ont été fixées dans le CPP Haute Mer signé en 1994. Le groupe contracteur était composé d'Elf (85 %, opérateur) et d'Hydro-Congo (le prédécesseur de la SNPC, 15 %). La société Chevron a acquis une participation de 31,5 % en 1996. La part d'Elf a de ce fait été réduite à 53,5 %.

La composition du groupe contracteur est restée inchangée jusqu'à ce jour. Les stipulations applicables au permis Nkossa - aussi dite Haute Mer Zone A - ont été amendées en 2003 par l'Amendement 2 et en 2015 par l'Amendement 5 au CPP Haute Mer.

La production du permis Nkossa a débuté en 1996 et a connu un pic à 100 000 barils l'année suivante. Depuis cette date, la production de pétrole est en diminution et s'établissait à 6,1 millions de barils en 2018 selon les données ITIE (quatrième (4) champ le plus productif au Congo en 2018). La qualité de brut produite est le Nkossa.[33]

Le régime fiscal applicable à Nkossa a été défini à l'origine dans le CPP Haute Mer signé en 1994. Comme il était commun pour les CPP de première génération, le taux de redevance était de 12 % et la PID n'avait pas encore été introduite. Bien que le terme ne fût pas encore spécifiquement utilisé, une allocation de super profit oil de 85 % pour l'État était prévue lorsque le prix fixé était supérieur à 22 dollars par baril. La limite de récupération des coûts était fixée à 50 %, 63 % de tout excess cost oil étant alloué à l'État. Le CPP ne contenait aucune stipulation relative au cost oil garanti. Le profit oil était réparti à parts égales entre le Contracteur et l'État. Les modalités fiscales de Nkossa ont été modifiées en 2017 par l'amendement 5 au CPP Haute Mer. L'amendement a augmenté le prix haut à 65 $, a réduit la part de l'État dans le super profit oil à 66 % et a ajouté le cost oil garanti à 40 % tandis que la répartition du profit oil est restée inchangée.

4.1.2 Nsoko - Haute Mer Zone B

Le permis d'exploitation Nsoko a été attribué en 2003 à TEPC (opérateur, 53,5 %) puis prorogé en 2014. Il est situé dans le périmètre de l'ancien permis de recherche Haute Mer (et correspond à la Zone B du permis). Le groupe contracteur était constitué de Chevron (31,5 %) et de la SNPC (15 %). Le régime applicable était celui prévu par le CPP signé pour le permis Haute Mer (1994) et tel qu'amendé pour cette zone par l'amendement 1 (1999).

Le permis est arrivé à échéance en juillet 2018. Un nouveau permis - Nsoko II - couvrant cette zone a ensuite été attribué à la SNPC pour être exploité par le même groupe contracteur, TEPC demeurant l'opérateur. Un nouveau CPP a été signé en 2019.

La production du permis Nsoko a commencé en 2006 (qualité Nkossa) et s'élevait à près de 615 000 barils en 2018 selon l'ITIE - volume en baisse par rapport aux années précédentes (750 000 en 2016).[34]

Le régime fiscal applicable à Nsoko a été défini à l'origine dans le CPP Haute Mer signé en 1994 et modifié par l'amendement 1 en 1999. Comme il était commun pour les CPP de première génération, le taux de redevance était de 12 % et la PID n'avait pas encore été introduite. Les autres termes applicables étaient les mêmes que ceux de Nkossa, décrits dans le paragraphe précédent. À partir de 2020, le régime fiscal a été défini dans le CPP de Nsoko II. Ces modalités fiscales comprenaient : un cost stop à 60 %, un prix haut de 50 $ non actualisé, une part de l'Etat de 85 % dans le super profit oil et de 47 % dans le profit oil.

[33] Rapports ITIE

[34] Rapports ITIE

4.1.3 Moho Bilondo - Haute Mer Zone D

Le gisement Moho Bilondo a été découvert en 1995 dans la zone du permis d'exploration Haute Mer (Elf/Total), dont les stipulations contractuelles ont été fixées dans le CPP Haute Mer signé en 1994. Le groupe contracteur est composé de TEPC (opérateur), Chevron et de la SNPC. Le permis d'exploitation Moho Bilondo a été attribué en 2005 à TEPC. Le groupe contracteur est resté inchangé. Des modifications aux stipulations contractuelles et fiscales applicables à ce permis (aussi appelé Haute Mer Zone D) ont été apportées par les amendements 3 (2005), 4 (2012) et 6 (2019).

Le gisement Moho Bilondo est entré en production en 2008. Il est aujourd'hui le premier permis en termes de production en RC. Selon le Secrétariat permanent de l'ITIE, la production s'établissait à plus de 55 millions de barils en 2018.[35] La production de Moho Bilondo comprend désormais celle des gisements Moho Bilondo, Moho Bilondo Phase 1 bis depuis 2015, et Moho Nord depuis 2017.[36] Le brut produit est de qualité Djeno.[37]

Un résumé des modalités fiscales définies dans l'amendement 3 de 2005, qui s'appliquait jusqu'en 2014, et les stipulations actuelles basées sur l'amendement 4 de 2012 et 6 de 2019, se trouvent dans le Chapitre 2.1 ci-dessus.

4.1.4 Kombi-Likalala-Libondo

Le permis d'exploitation Kombi-Likalala-Libondo a été attribué en 1995 à TEPC (ex-Elf), opérateur (65 %), en association avec Eni Congo (35 %). Le permis était situé dans le périmètre du permis de recherche dit Pointe Noire Grands Fonds (PNGF). Le régime applicable a été modifié par un amendement en 2010. Après prorogation, le permis est arrivé à échéance en juillet 2020.

Un nouveau permis couvrant la même zone et appelé Kombi-Likalala-Libondo II, a ensuite été attribué à la SNPC pour être exploité par un nouveau groupe contracteur. Après une procédure de gré à gré, il a été décidé que celui-ci serait composé de Perenco (opérateur, 55 %) Petco (15 %), AOGC (10 %) et la SNPC (20 %). Un nouveau CPP a été signé en 2020.

Selon le Secrétariat permanent de l'ITIE, la production (qualité Djeno) cumulée des champs Kombi, Likalala et Libondo s'élevait en 2018 à 6,4 millions de barils (6,1 en 2016 et 5,6 en 2017). Le champ Libondo était le cinquième (5) champ le plus productif en RC en 2018.[38]

Lorsqu'un nouveau permis d'exploitation a été accordé à un nouveau groupe contracteur, de nouvelles stipulations contractuelles ont été convenues avec la RC en avril 2020. Ces stipulations sont décrites en détail au Chapitre 2.1 ci-dessus.

---

[35] Source ITIE

[36] https://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/125249/total_makes_final_investment_decision_on_moho_nord_project/

[37] Rapports ITIE

[38] Rapport ITIE 2018

5 ANALYSE DES REVENUS PASSES 2013-2019

Les Termes de références demandaient de compléter une analyse des paiements passés effectués au profit de l'État à partir de 2013. Dans ce chapitre, nous nous concentrons sur les quatre (4) permis décrits ci-dessus ainsi que sur la période 2013-2019. (Bien que le modèle couvre l'année 2020, les données que nous avons reçues pour cette année sont incomplètes).

Le Secrétariat permanent de l'ITIE nous a fourni les paiements effectués au profit de l'État ventilés par flux de revenus en barils pour tous les instruments fiscaux, à l'exception de la PID qui est payée en dollars.[39] Nous avons extrait les données de production et de coûts des rapports publiés par le Secrétariat permanent de l'ITIE couvrant les années 2013 à 2018. Le Secrétariat permanent de l'ITIEa vérifié les données, en y apportant dans certains cas des révisions, et a complété l'ensemble de données pour les années où les données n'avaient pas été publiées (par exemple, les données sur les coûts pour 2013-15 – voir Annexe I.1). Dans certains ensembles de données où le niveau de détails était insuffisant, nous avons élaboré des hypothèses basées sur des schémas historiques. Les données d'entrée complètes, montrant la distinction entre les données publiées par le Secrétariat permanent de l'ITIE, les données fournies par le Secrétariat permanent de l'ITIE par la suite et les hypothèses se trouvent dans les Annexes.

Nous avons développé un modèle de flux de trésorerie annuel couvrant ces quatre (4) permis à partir de 2013 sur la base des modalités fiscales applicables à chaque année, comme indiqué dans le Tableau 12 ci-dessus.

Les modèles de flux de trésorerie sont un outil standard de l'industrie permettant de prendre des décisions d'investissement. La méthodologie a été adaptée pour permettre aux États de concevoir des régimes fiscaux, de négocier des contrats et d'anticiper les revenus qu'ils percevront. L'outil offre une excellente performance lorsqu'il est appliqué à l'ensemble du cycle de vie d'un projet, comme c'est le cas lorsque les entreprises prennent des décisions d'investissement ou lorsque les États conçoivent des régimes fiscaux. Néanmoins, l'outil montre rapidement ses limites lorsque la modélisation elle-même est limitée à quelques années au milieu d'un projet, comme c'est le cas ici. Il nous est notamment impossible de fournir une évaluation complète de la situation économique du Contracteur sans avoir la valeur exacte des montants historiques que celui-ci a dû investir pour générer les flux de trésorerie du projet.

De plus, la réconciliation des paiements historiques avec les résultats du modèle est difficile. Il existe de nombreux facteurs pouvant entraîner des divergences entre les résultats du modèle et les résultats réels, et notamment :

- Les coûts réels déclarés étant éligibles à la récupération des coûts peuvent être inexacts ou incomplets.
- Les volumes de production et de vente déclarés ne sont pas complets ou le modèle est basé sur une autre tranche de réserves ou de production en raison de l'absence

[39] À notre demande, l'excess cost oil a été consolidé avec le profit oil. Voir la discussion au Chapitre 15.

de certaines données sur la production cumulative ou les réserves (pour les contrats qui différencient les tranches en fonction de ces facteurs).

- L'utilisation de prix fixés annuels moyens peut ne pas refléter avec précision les variations mensuelles dues aux arrêts et aux lancements de la production, ou aux pics et baisses mensuels des prix au cours de l'année. Certains prix fixés peuvent être provisoires et n'être ajustés qu'au cours d'une année ultérieure.
- Différentes interprétations peuvent être faites des modalités fiscales du CPP, par exemple, des ajustements complexes du super profit oil pour Moho-Bilondo.

Pour ces quatre (4) licences, les résultats du modèle sur les revenus de l'État se trouvent en moyenne dans une fourchette de 5 % par rapport aux paiements réels, bien qu'il existe d'importantes anomalies. La réduction de ces écarts nécessitera des données plus fiables et plus précises et/ou des clarifications sur les modalités fiscales applicables pour certaines années.

Les Termes de référence indiquent que l'analyse des revenus historiques doit couvrir les années 2013 à aujourd'hui, notamment pour pouvoir illustrer l'impact de la chute du baril en 2014, l'évolution de la récupération des coûts et l'analyse de l'impact de l'évolution des termes contractuels ». Ne disposant pas de données complètes pour 2020, nous limitons cette première évaluation aux années 2013 à 2019.

Notre analyse débute par une vue d'ensemble des revenus de l'État au cours de la période 2013-2019 et la répartition de la production entre la récupération des coûts, les revenus de l'État et les bénéfices des sociétés. Par la suite, nous fournissons une analyse détaillée des revenus de l'État en examinant les variables clés que sont le prix du pétrole, les volumes de production et l'évolution des modalités fiscales. Enfin, nous fournissons une analyse du flux de trésorerie net des sociétés au cours de ces années.

5.1 Revenus de l'État pour les quatre permis 2013-19

La Figure 15 montre les revenus de l'État pour les quatre (4) permis pour la période 2013-2019.

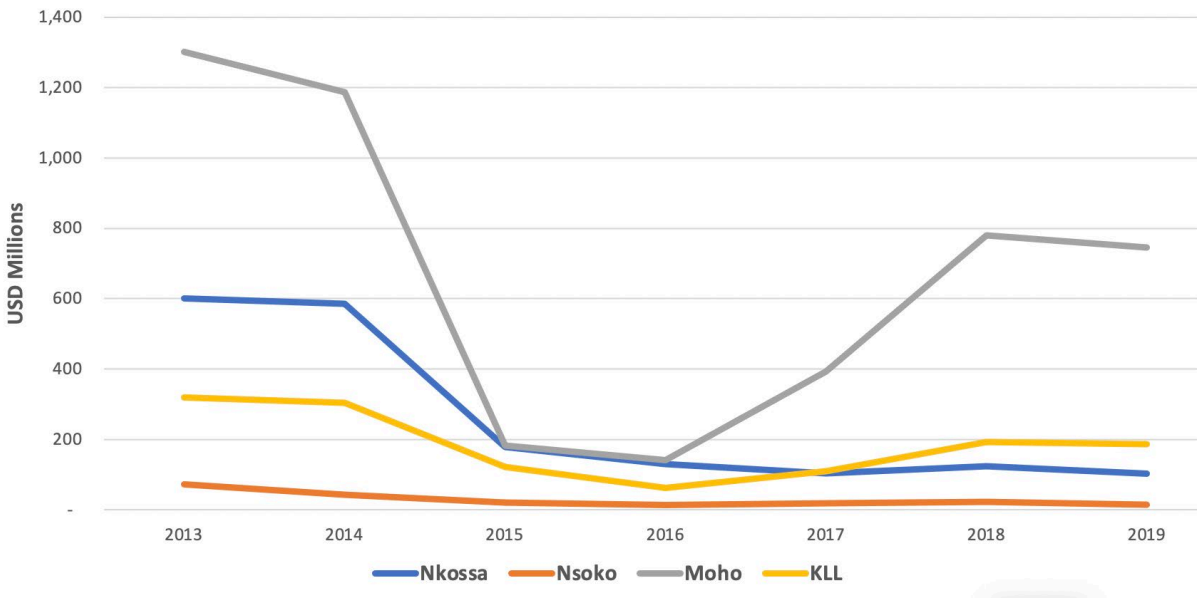


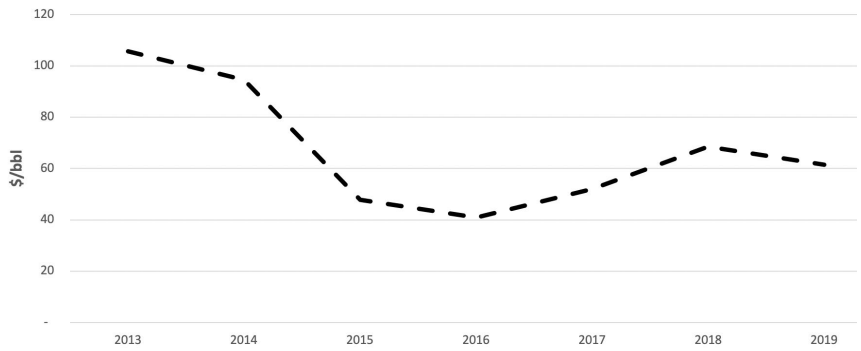
Figure 15 : Revenus de l'État pour les quatre (4) permis 2013-2019

Comme nous pouvons le constater, les revenus de l'État ont chuté de manière spectaculaire de 2013-14 à 2015-17, avant de légèrement se redresser en 2018-19. Plus précisément, les revenus de l'État provenant de ces permis ont généré environ 2,1 milliards de dollars en 2013, 350 millions de dollars en 2016 et environ 1 milliard de dollars en 2019. L'analyse ci-dessous cherche à expliquer ces évolutions de revenus en prenant en considération les changements de prix du pétrole, des volumes de production et des modalités fiscales.

Les Termes de référence demandent d'expliquer la baisse des revenus de l'État suite à l'effondrement des prix en 2014, en se concentrant sur les permis analysés.

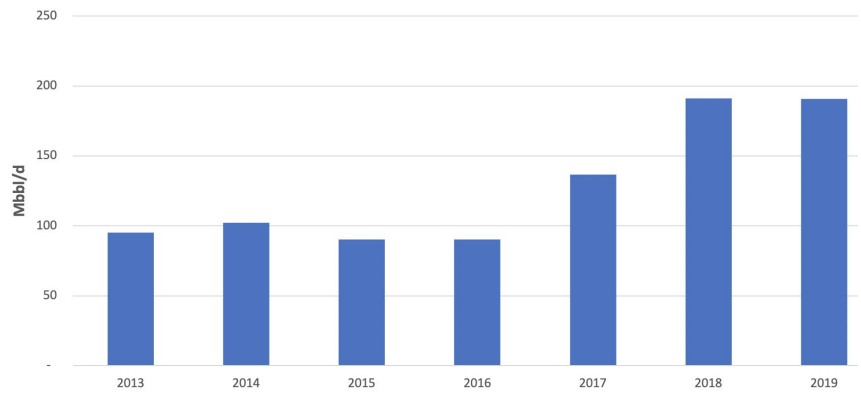
En l'espace de deux ans, les prix du pétrole sont passés de près de 100 dollars le baril à 40 dollars le baril. Le prix fixé mensuel, décrit en détail au Chapitre 11, sert de base à la détermination de la redevance et du profit oil et constitue l'un des facteurs permettant de déterminer le montant du super profit oil. La Figure 16 montre la moyenne annuelle du prix fixé mensuel (Djeno) pour les années 2013 à 2019.

Figure 16 : Prix Fixé (Djeno) 2013-2020



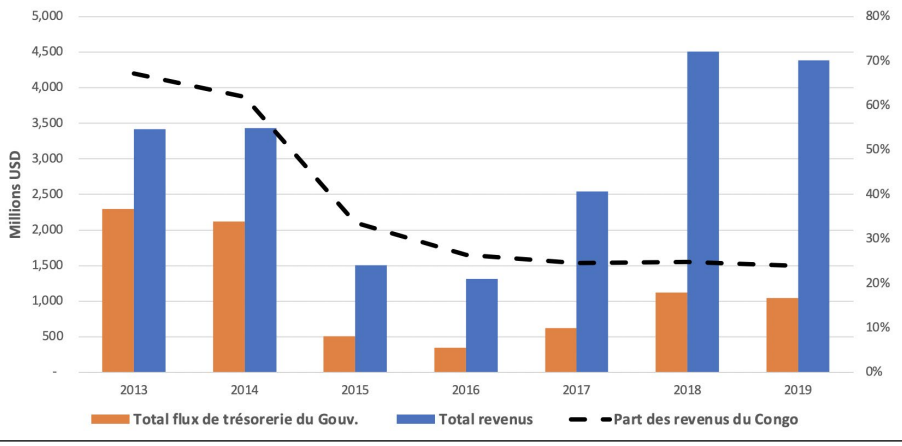
Dans le même temps, la production a toutefois augmenté, principalement en raison d'importantes augmentations de la production pour Moho Bilondo et de la stabilité de Kombi-Likalala-Libondo, qui a plus que compensé les déclins de Nkossa et Nsoko (voir la Figure 17). La production constitue la base de détermination de tous les éléments des revenus de l'État congolais.

Figure 17 : Production du Congo en MBD – Nkossa, Nsoko, Moho, KLL



Le résultat net est que le total des revenus bruts annuels combinés déclarés dans ces permis pour 2018 et 2019 a augmenté d'un milliard de dollars par an par rapport aux niveaux de 2013 et 2014 (voir les barres bleues indiquant les « revenus totaux du projet » dans la Figure 18).

Figure 18 : Part des revenus du Congo – Nkossa, Nsoko, Moho, KLL



Malgré cette forte augmentation des revenus des projets, les revenus annuels globaux de l'État ont diminué de plus d'un milliard de dollars sur la même période (voir les barres oranges indiquant les « revenus de l'État » dans la Figure 18). L'augmentation des volumes de production ayant plus que compensé la baisse du prix du pétrole, la baisse des revenus de l'État s'explique principalement par la diminution de la part de l'État dans les revenus totaux du projet, qui est passée d'environ 60 % en 2013 à moins de 30 % en 2019. (voir la ligne en pointillés « Part du Congo dans les revenus en % » dans la Figure 18).

Plusieurs modalités fiscales ont été renégociées au cours de cette période, notamment pour Moho Bilondo en 2015 et Nkossa en 2017. L'une des principales renégociations porte sur l'augmentation du prix haut qui sert de base à la fois aux plafonds de récupération des coûts et à la détermination du super profit oil. Tous les permis ont négocié des augmentations du prix haut au cours de cette période (voir la Figure 19). L'impact le plus important sur les revenus de l'État est la modification du prix haut pour Moho Bilondo. Même au milieu de l'effondrement des prix, le prix fixé était supérieur au prix haut jusqu'à ce que les stipulations de l'amendement de Moho Bilondo en 2012 entrent en vigueur en 2015.

Figure 19 : Prix Haut et Prix Fixé au Congo en $/bbl

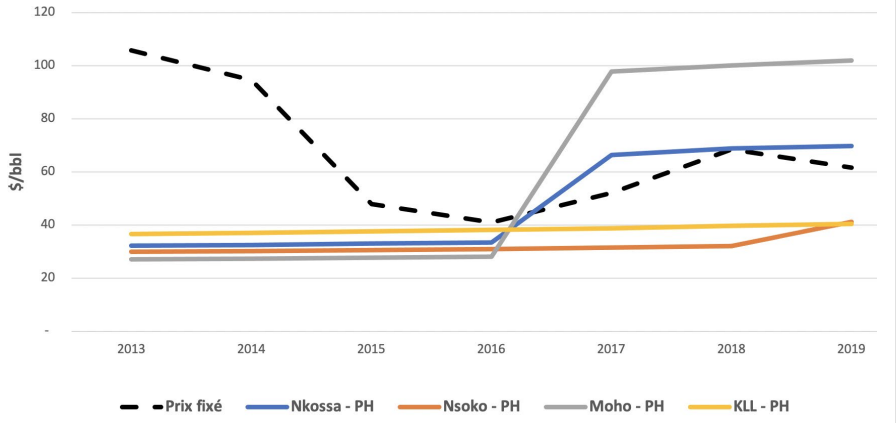
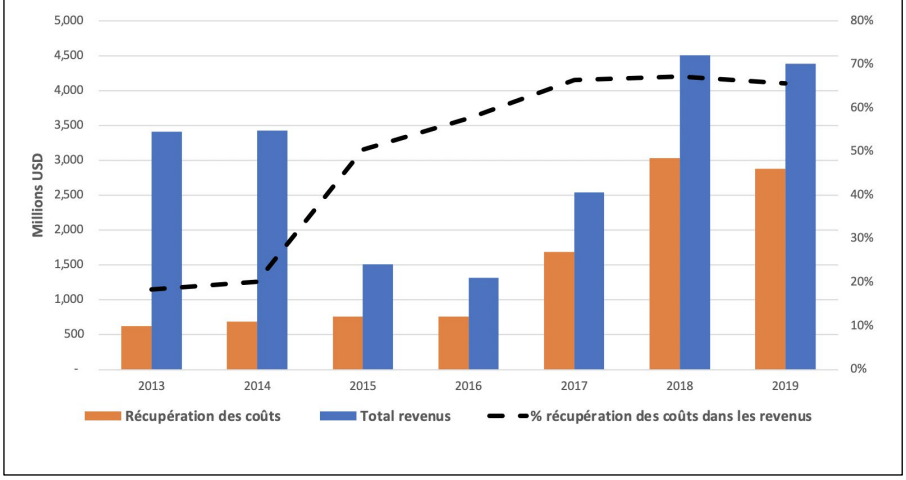
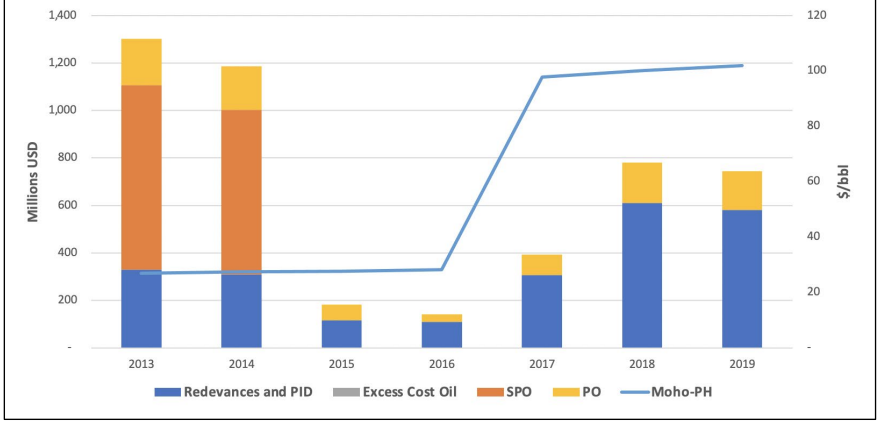


Figure 20 : Récupération des coûts : Nkossa, Nsoko, Moho, KLL



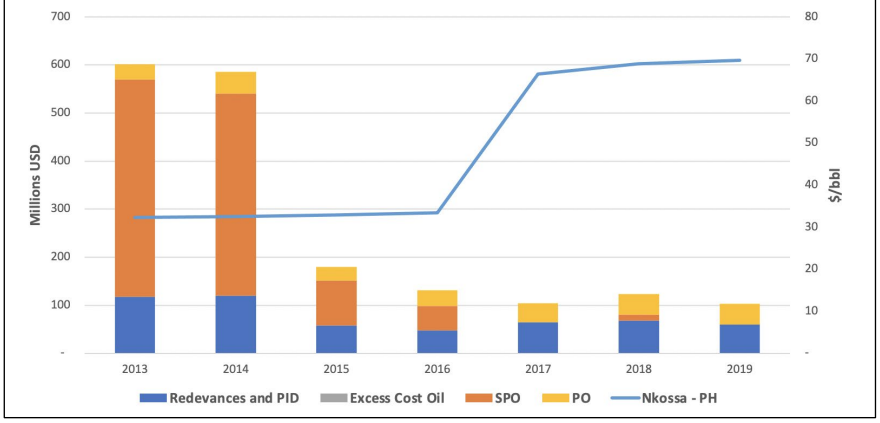
Tous les champs étant entièrement saturés en termes de coûts pendant l'ensemble de cette période (le Contracteur se voit donc attribuer la quantité totale de pétrole autorisée par les modalités du cost stop), ces augmentations du prix haut ont eu pour effet d'accroître considérablement le montant et le pourcentage effectif du cost stop, qui devient le seul facteur déterminant, en période de saturation des coûts, des montants versés aux Contracteurs pour la récupération des coûts (voir la Figure 20).

Figure 21 : Sources de Revenus du Congo – Moho



L'augmentation du prix haut a également eu pour effet de supprimer la quasi-totalité du super profit oil en tant que source de revenus pour l'État, car le super profit oil est basé sur le montant par lequel le prix fixé dépasse le prix haut. Pour illustrer ce point, nous nous concentrons sur Moho Bilondo. Comme l'indique la Figure 21, le permis Moho Bilondo a généré près de 1,5 milliard de dollars de super-profit oil pour les années 2013 et 2014 combinées. Cependant, même après la remontée des prix en 2018 et 2019, aucun super-profit oil n'a été versé en raison de l'augmentation du prix haut à 90 dollars le baril. Bien que plus petit, le permis Nkossa (Figure 22) a généré plus d'un milliard de dollars de super-profit oil pour les années 2013 à 2016 combinées,

Figure 22 : Sources de Revenus du Congo – Nkossa



mais n'a généré que 12 millions de dollars de 2017 à 2019 suite à l'augmentation du prix haut à 65 dollars le baril.

Les revenus de l'État provenant du secteur pétrolier se sont effondrées en 2015. Un tel effondrement s'explique en partie par la chute des prix du pétrole. Cependant, la combinaison de l'augmentation de la production et d'une remontée partielle du prix du pétrole a entraîné une augmentation importante des revenus du projet, mais seulement une faible augmentation des revenus de l'État. Cette différence s'explique par l'augmentation du prix haut des deux (2) permis les plus productifs : le prix haut de Moho Bilondo est passé en 2015 de 25 à 90 dollars, tandis que le prix haut de Nkossa est passé en 2017 de 22 à 65 dollars. Ces évolutions ont entraîné l'effondrement du versement du super-profit oil. Elles ont également entraîné une modification profonde de l'allocation de la production en faveur de la récupération des coûts par les Contracteurs.

5.2 La situation économique du Contracteur pour 2013-2019

Les Termes de référence demandent une évaluation de l'allocation annuelle de la production. La Figure 23 montre la répartition de la production annuelle entre trois (3) catégories pour les quatre (4) permis modélisés : la récupération des coûts, la part de l'État et la part des sociétés.

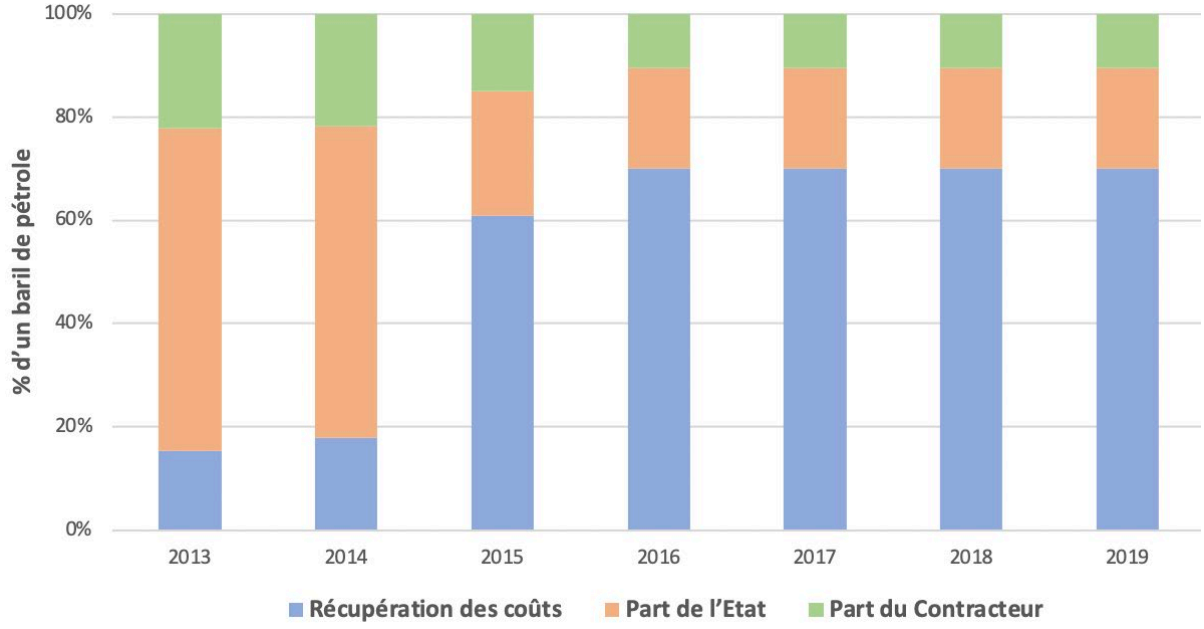


Figure 23 : Allocation de la production pour les quatre (4) permis 2013-2019

Nous avons précédemment expliqué que la principale source de revenus de l'État pour les années 2013-14 était le super-profit oil et que l'augmentation du prix haut a résulté en une baisse des revenus de l'État d'environ 60 % des revenus totaux du projet à moins de 25%. Les allocations du super-profit oil ont également un impact sur les sociétés, comme le montre la réduction de la part de production pour le Contracteur.

Les Termes de référence demandent également de fournir une évaluation de la marge des compagnies pétrolières privées. Les Contracteurs se concentrent généralement sur le taux de rendement interne (« TRI ») et la valeur actuelle nette (« VAN ») comme principaux indicateurs du rendement attendu de leur investissement (voir Partie I). Ces deux

indicateurs sont basés sur le flux de trésorerie net attendu du projet et sont des indicateurs de type valeur temporelle. En d'autres termes, plus les liquidités sont rapidement restituées à un investisseur, meilleur cela est pour le remboursement de ses investissements et le taux de rendement. Cependant, ces indicateurs sont généralement calculés sur l'ensemble du cycle de vie d'un projet, du premier investissement à la dernière production de pétrole et de gaz. Ils ne sont donc pas appropriés lorsque nous nous concentrons uniquement sur un sous-ensemble d'années du projet, comme c'est le cas ici en examinant la période 2013-19, et avec des projets à différents stades de leur cycle de vie.

Il est toutefois possible d'avoir un aperçu de ce qui arrive aux flux de trésorerie des investisseurs pendant une période de fluctuation des prix, de la production, des coûts d'exploitation et des investissements. Ce type d'analyse peut s'avérer particulièrement utile, car les évolutions de ces facteurs au cours de quelques années seulement déclenchent souvent des demandes de renégociation des modalités fiscales si les résultats réels sont jugés non conformes aux attentes.

Figure 24 montre les résultats du Backcasting pour les Contracteurs de ces quatre (4) permis. Le calcul des flux de trésorerie disponibles commence par les revenus totaux des Contracteurs, y compris le droit à la récupération des coûts, plus la part des droits du Contracteur dans le profit oil, l'excess cost oil et le super-profit oil. Afin de déterminer les « marge nette » du Contracteur, il convient ensuite de soustraire ses coûts d'exploitation, ses coûts d'abandon et sa PID. Le graphique linéaire « Flux de trésorerie nets » montre ces mêmes flux de trésorerie disponibles moins les flux de trésorerie liés aux dépenses d'investissement effectuées au cours de l'année.

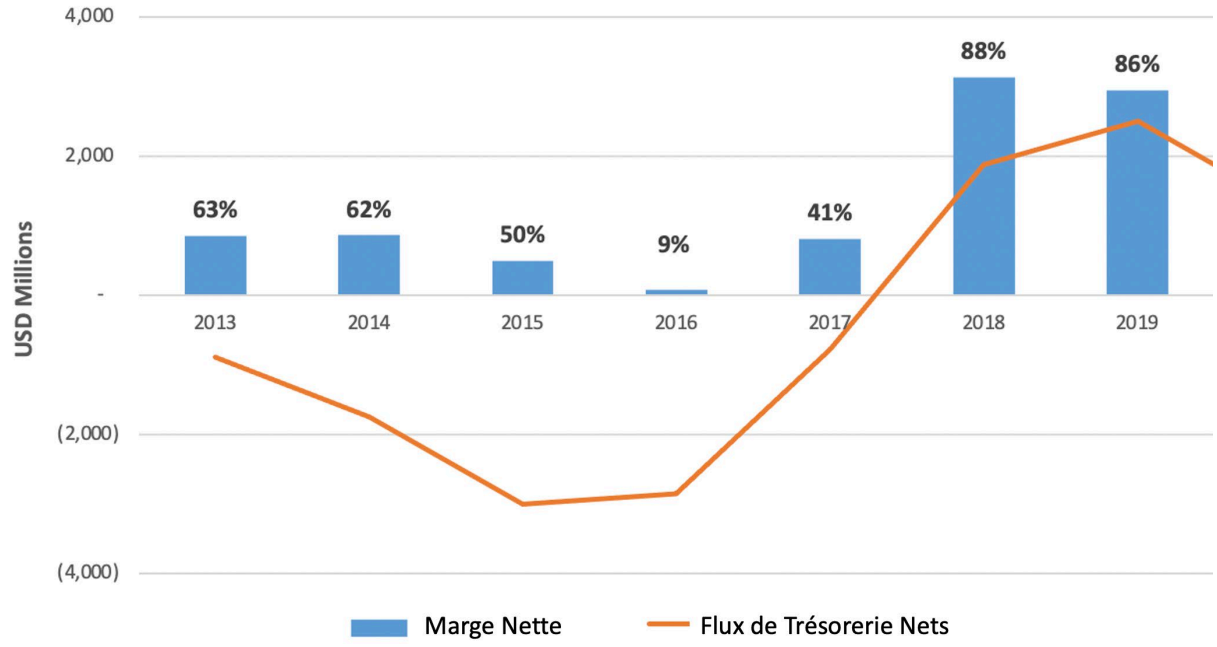


Figure 24 : Marge nette et flux de trésorerie nets des Contracteurs 2013-2019

Les facteurs affectant les flux de trésorerie nets sont : les prix, la production, les coûts d'exploitation et le partage de la production avec l'État. Le partage de la production est affecté par ces mêmes facteurs et est également influencé par les évolutions dans le prix haut, le niveau des coûts non récupérés ainsi que les plafonds de récupération des coûts, et toute modification apportée aux modalités fiscales.

Comme nous pouvons le constater dans les graphiques, le montant des flux de trésorerie disponibles diminue considérablement entre la période 2013-2014 et la période 2015-2016, mais commence ensuite à augmenter de manière importante de 2017 à 2019. Une telle évolution s'explique par le fait que :

- Les prix du marché (fixés) ont chuté d'une fourchette de plus de 90 $ en 2013 et 2014 à une fourchette de 40 $ en 2015 et 2016. Les prix ont commencé à se redresser en 2017 pour atteindre le milieu de la fourchette de 50 $ et le milieu de la fourchette de 60 $ en 2018 et 2019. Cet effet de prix a été le principal facteur à l'origine de la baisse des flux de trésorerie disponibles du Contracteur en 2015 et 2016. Il a également entraîné une baisse de la part de l'État dans les revenus..
- La production totale à partir de ces permis est restée stable autour de 90MBD de 2013 à 2016. La production a alors augmenté en 2017, la production de Moho Bilondo ayant doublé, puis triplé en 2018, de sorte que la production totale de ces quatre permis a dépassé en moyenne les 200MBD en 2018 et 2019. Combinée aux augmentations modérées des prix du marché, cette augmentation de la production de Moho Bilondo signifie que les revenus totaux disponibles à partager entre l'État et les Contracteurs ont commencé à augmenter en 2017 et par la suite. .
- Les dépenses d'exploitation de Moho Bilondo ont doublé en 2016 par rapport aux niveaux de 2015, avant d'augmenter à nouveau en 2017 pour atteindre un montant trois fois plus élevé qu'en 2015. Les frais d'exploitation de Moho Bilondo sont redescendus après le pic des coûts de 2017. Ce pic des coûts d'exploitation a eu pour effet d'atténuer les augmentations de flux de trésorerie nets des Contracteurs qui ont eu lieu en 2017 et 2018.
- En 2017, des augmentations des prix hauts utilisés dans le calcul de certaines modalités fiscales avaient été renégociées pour Nkossa et Moho Bilondo, ce qui a considérablement augmenté le droit à la récupération des coûts du Contracteur, et a de fait diminué le profit il de l'État et pratiquement supprimé le super profit oil. Cela a eu pour effet de réduire la part de production allouée à l'État et d'augmenter la part de flux de trésorerie nets du Contracteur.

Les flux de trésorerie nets du Contracteur (nets des dépenses d'investissement) sont régis par les mêmes facteurs que les flux de trésorerie disponibles, mais deviennent sensiblement négatifs chaque année de 2013 à 2017. Cela s'explique par les fortes augmentations des dépenses d'investissement de Moho Bilondo, qui ont atteint en moyenne 2,5 milliards de dollars par an entre 2014-2016. Les dépenses d'investissement ont ensuite chuté en 2018 avec la mise en service de Moho Bilondo et, combinées aux facteurs de prix, de production et de prix haut mentionnés ci-dessus, les flux de trésorerie nets annuels des Contracteurs sont devenus positifs en 2018 et le sont restés en 2019.

6 PREVISION DES POTENTIELS REVENUS

Les Termes de référence demandent d'effectuer une prévision des revenus de l'État pour les permis identifiés pour les années à venir. Dans cette section, nous fournissons une prévision pour les quatre (4) permis pour les années 2021 à 2025.

6.1 Méthodologie du Forecasting

Nous supposons que les modalités fiscales s'appliquant à ces quatre (4) projets sont celles en place en 2020. Les sources de ces modalités fiscales sont identifiées dans le Tableau 12 et résumées dans les sections sous ce tableau.

Aucune donnée au niveau des projets n'a été fournie pour les années futures. Nous avons donc généré des données prévisionnelles pour la production et les coûts sur la base des données de 2020 fournies ainsi que des tendances historiques. Les hypothèses d'entrée utilisées sont présentées à l'Annexe I.2. Nous ne disposons d'aucune indication sur les futurs plans d'investissement pour les quatre (4) permis et supposons donc une baisse probable de la production dans les années à venir. Pour notre scénario de base, nous supposons donc des taux de déclin de 7 % tout en analysant les sensibilités à la production. De même, en l'absence de données prévisionnelles sur les coûts d'exploitation, nous avons développé des données d'entrée pour les années futures sur la base des tendances passées.

Comme mentionné dans la section sur l'analyse comparative, le prix du pétrole est par nature imprévisible. L'approche commune utilisée dans la prévision des revenus consiste donc à sélectionner un prix du pétrole de base, légèrement actualisé au fil du temps, puis à effectuer des analyses de sensibilité pour évaluer l'impact de prix plus ou moins élevés. Pour 2021, nous utilisons un prix moyen du pétrole pour l'année en cours. Pour 2022 et au-delà, notre scénario de base est de 70 $/bbl, avec un scénario bas de 50 $ et un scénario haut de 90 $. Bien que les prix du pétrole soient actuellement proches du cas le plus élevé, le marché à terme pour 2022 reste inférieur à 70 $/bbl jusqu'à la fin de 2025.[40]

Outre l'analyse des sensibilités à la production et aux prix, nous devrions également effectuer des sensibilités aux coûts. Cependant, des changements de coûts du projet au cours de la période 2021-2025 pour ces quatre (4) permis n'auront aucun impact sur les revenus de l'État. Dans tous les scénarios de prix du pétrole, sauf le plus élevé (prix soutenus supérieurs à 90 $/bbl), chacun des permis reste en saturation de récupération des coûts au cours de cette période. Cela signifie que chaque année, le Contracteur se verra attribuer la quantité totale de pétrole autorisée par les modalités du cost stop. En d'autres termes, au cours de cette période, il n'est pas prévu que l'État reçoive un quelconque excess cost oil pour ces quatre (4) permis.

6.2 Prévisions des principaux revenus

L'une des questions évidentes se posant est de savoir comment les revenus pétroliers de la RC pour l'année à venir peuvent être comparés à ceux de l'année précédente. En effet, notre analyse ne porte que sur quatre (4) permis, bien que ces derniers représentent environ 62% de la production selon les données 2020 fournies par le Secrétariat permanent de l'ITIE. N'ayant trouvé aucune indication d'investissements supplémentaires à court terme

[40] Brent Crude Oil Futures, CME Group, 30 novembre 2021.

dans ces champs, le prix du pétrole est la variable la plus importante pour déterminer les revenus futurs de l'État. La Figure 25 montre les revenus historiques de l'État comparés à trois (3) séries de prévisions de revenus basés sur différents scénarios de prix.

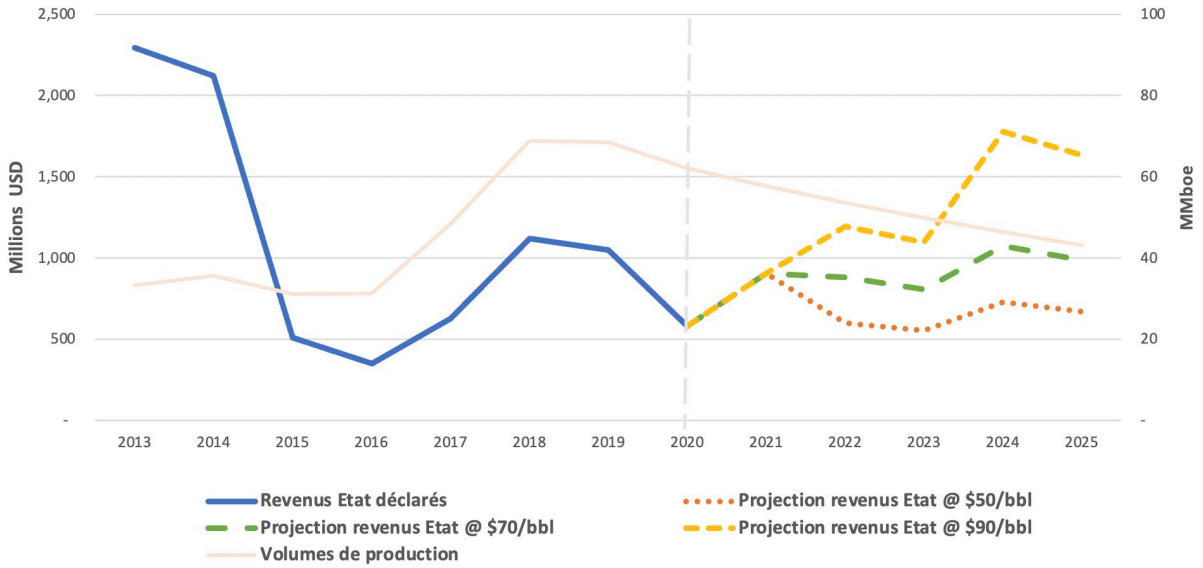


Figure 25 : Revenus passés et revenus prévisionnels avec sensibilité de prix

Cette figure montre l'importance des renégociations fiscales, et particulièrement l'impact d'une augmentation du prix haut. Les revenus futurs de ces quatre (4) permis seront presque certainement inférieurs, même dans un environnement de prix élevés, à ce que la RC a reçu en 2013.

L'augmentation des revenus de l'État en 2018 et 2019 provient de la combinaison d'une production plus élevée et de prix plus élevés. Ces éléments permettent de compenser les révisions fiscales, et principalement l'augmentation du prix haut.

Nous anticipons des revenus plus élevés en 2021 en raison de la hausse des prix, bien qu'il reste possible que les baisses de production entraînées par la crise de la Covid-19 résultent en des revenus inférieurs à cette prévision pour 2021. À partir de 2022, nous supposons un déclin progressif des volumes de production, qui pourrait être compensé dans une certaine mesure par le franchissement d'étapes fiscales clés.

6.3 Revenus futurs par permis

Les Termes de référence demandaient également l'analyse du potentiel de revenus des permis sélectionnés. Sur la base des données disponibles, il n'a été possible d'analyser que quatre (4) permis. Parmi ceux-ci, Moho Bilondo a un impact très important. Ce permis représente près de la moitié de la production totale de la RC. Dans notre analyse de ces quatre (4) permis, Moho Bilondo est le principal moteur des revenus de l'État. La Figure 26 montre les revenus de l'État potentiels par permis selon le scénario de base.

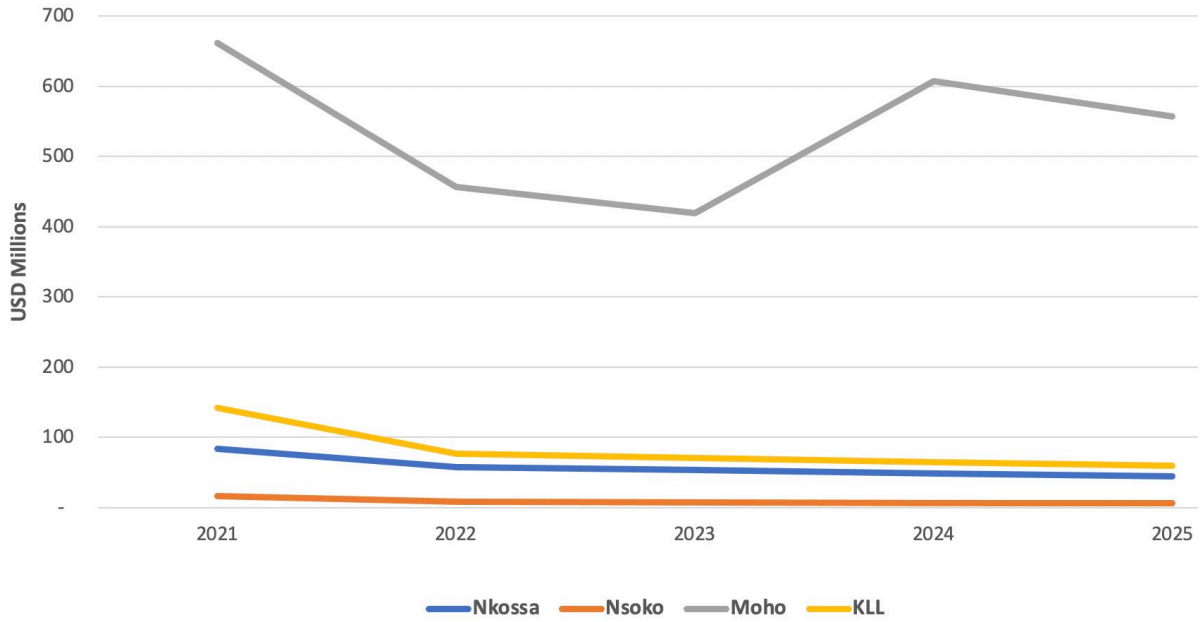


Figure 26 : Revenus de l'État potentiels par permis – Scénario de base (70 $/bbl)

Comme nous l'avions anticipé, parmi les quatre (4) permis, les revenus de l'État dépendent grandement des paiements provenant de Moho Bilondo. La hausse des revenus de Moho Bilondo s'explique par le franchissement du seuil de production cumulée de 600 millions de barils, permettant à l'État de percevoir 50 % du profit oil disponible.

6.4 Sensibilité à la production

D'après les données en notre possession, rien n'indique qu'un investissement supplémentaire soit prévu dans ces permis et qui entraînerait une augmentation de la production. En nous fondant sur cette supposition, les volumes de production seront donc en déclin. La Figure 27 montre les revenus totaux de l'État et les différences en pourcentage en fonction des différents taux de déclin (qui vont de 7% à 15%).

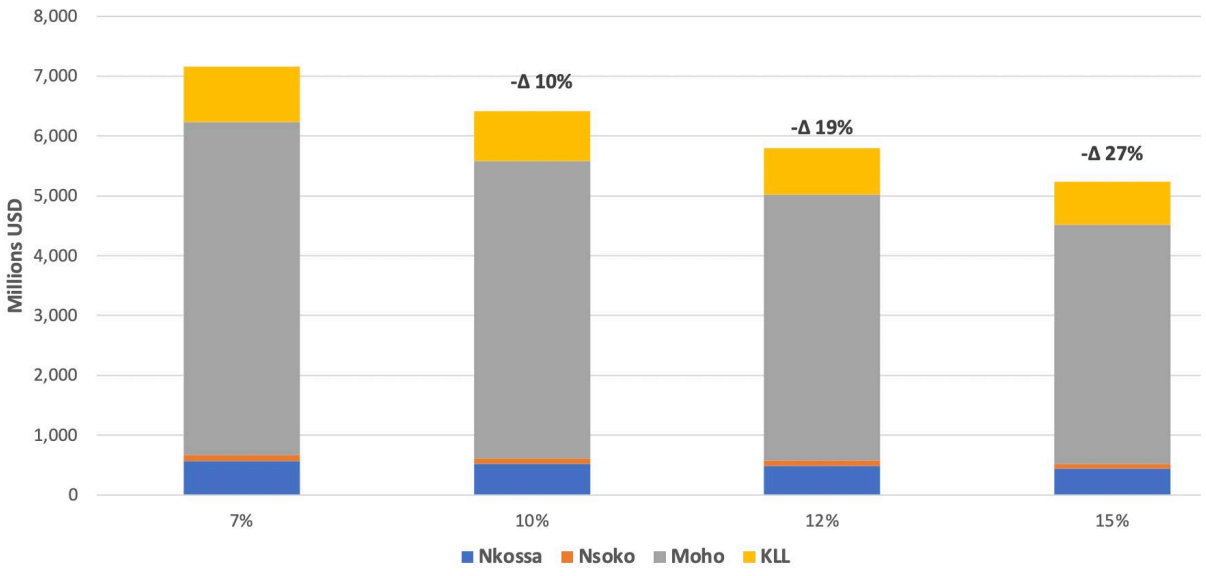


Figure 27 : Revenus de l'État pour quatre permis avec différents taux de déclin (2021-2025)

Les revenus de l'État ne semblent pas être très sensibles aux taux de déclin de la production. Sur la période de cinq (5) ans, les revenus de l'État anticipés dans le scénario de base (baisse de 10 %) sont d'environ 6 milliards de dollars. Les revenus augmentent d'environ 8 % si le taux de déclin est plus lent et se trouve à environ 8 %, et chutent d'environ 9 % si le taux de déclin est beaucoup plus rapide (15 %).

6.5 Sensibilité au prix

Par ailleurs, les Termes de référence demandaient également une évaluation des revenus prévisionnels de l'État selon différents scénarios de prix. La Figure 28 montre les revenus de l'État prévus au cours des cinq (5) prochaines années selon différents scénarios de prix du pétrole.

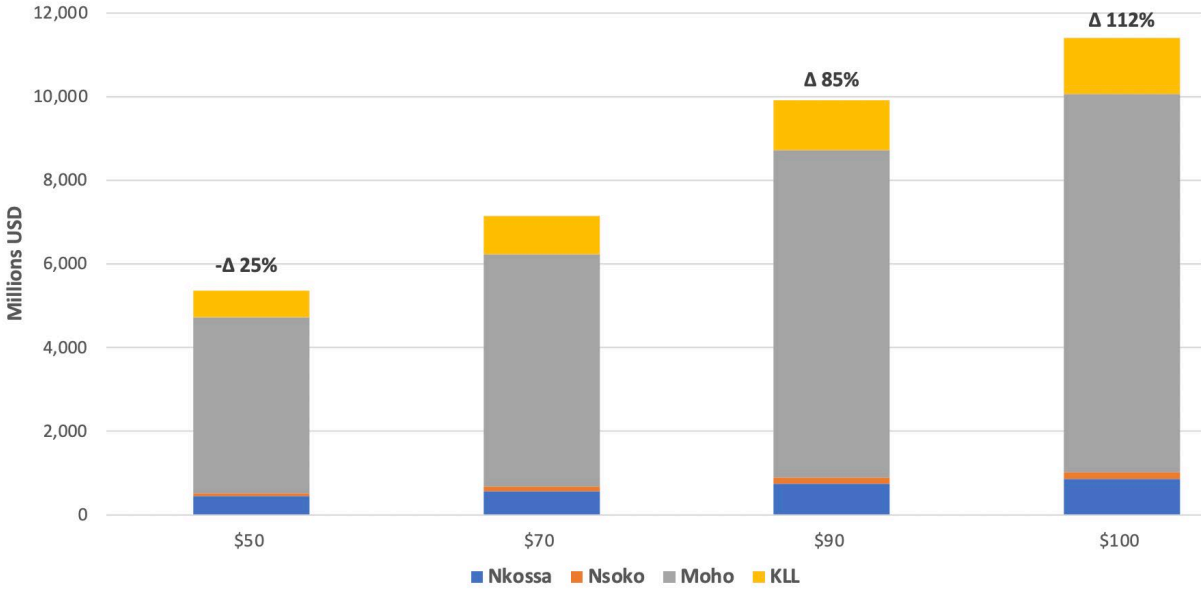


Figure 28 : Revenus de l'État pour quatre permis à différents prix du pétrole (2021-2025)

Une nouvelle fois, dans le scénario de base, les revenus de l'État au cours des cinq (5) prochaines années devraient s'élever à environ 6 milliards de dollars. Dans un scénario de prix bas, les prévisions suggèrent que les revenus pourraient baisser d'environ 1,5 milliard de dollars, une baisse de 25 % par rapport au cas de base à 70 $. Dans le cas d'un scénario d'un prix élevé soutenu de 90 $/bbl, les revenus de l'État au cours de cette période pourraient augmenter, sur la base de ces quatre (4) permis, de plus de 2 milliards de dollars soit 33% de plus que le cas de base. Une hausse additionnelle de 10 $ à 100 $/bbl apporterait une augmentation additionnelle d'environ 15 %.

PARTIE III – ANALYSE DES COÛTS

Comme des coûts plus importants ont pour conséquence qu'une plus grande part de la production est allouée au cost oil pendant le cycle de vie du projet, il est dans l'intérêt de l'État de chercher à contrôler ces coûts. Dans certains cas, des coûts pétroliers élevés résultent de la facteurs concrets et réels, notamment de la géologie, de la localisation des champs pétrolifères et des augmentations du coûts des intrants pour l'ensemble de l'industrie. Dans d'autres cas, les coûts élevés peuvent être le résultat d'une surévaluation des coûts par des sociétés dans un effort de transférer des bénéfices en leur faveur[41].

Depuis 2016, les rapports de l'ITIE en RC ont commencé à inclure une déclaration des coûts annuels ventilés par licence. Des données ont été fournies pour les coûts d'exploration, les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et les autres coûts. Les TdR exigent plusieurs types d'analyse sur les coûts pétroliers en amont : une analyse comparative des coûts pétroliers congolais et une analyse du processus d'audit des coûts congolais. Nous devons tout d'abord examiner les niveaux de coûts pour effectuer une comparaison avec d'autres pays producteurs de pétrole, en particulier les pays de la sous-région d'Afrique centrale. Au Chapitre 7, nous examinons les niveaux de coûts et fournissons une analyse comparative des coûts (benchmarking) entre les projets congolais et d'autres projets offshores dans les régions d'Afrique occidentale et australe. Nous ajoutons ici une analyse de sensibilité des coûts pour compléter l'analyse déjà fournie dans les Parties I et II. Deuxièmement, nous effectuons une analyse de la sensibilité des coûts et de la vitesse de récupération des coûts. Troisièmement, nous évaluons les forces et les faiblesses des procédures d'audits des coûts, y compris les modalités des procédures comptables des CPP. Au Chapitre 8, nous fournissons une analyse de l'audit des coûts d'un point de vue juridique et procédural.

[41] Pour consulter un examen approfondi des moyens utilisés par les entreprises pour réduire les paiements qu'elles versent aux États, incluant un grand nombre d'études de cas réels, voir Don Hubert, Les nombreuses façons de perdre des milliards, Publish What You Pay Canada, 2017.

7 ANALYSE COMPARATIVE DES COUTS

Les TdR demandent un examen des niveaux de coûts et une comparaison des niveaux de coûts avec d'autres pays producteurs de pétrole, en particulier les pays de la sous-région d'Afrique centrale. L'analyse comparative des coûts d'investissement et d'exploitation se doit d'être très minutieuse et nécessiterait normalement un exercice à part entière. Conformément aux TdR, nous effectuons une analyse comparative des coûts pour des projets congolais sélectionnés, en nous concentrant tout d'abord sur les coûts d'investissement, puis sur les coûts d'exploitation.

Tel que décrit ci-dessous, les données disponibles présentent d'importantes lacunes. Pour les coûts d'investissement, nous avons demandé des données historiques détaillées pour les quatre (4) projets inclus dans l'analyse, mais aucune n'a été fournie. Pour les coûts d'exploitation, nous avons également demandé des données de séries chronologiques plus longues pour les licences clés, mais n'en avons reçu aucune pour le moment. En outre, comme nous le démontrons en détail ci-dessous, les données de l'ITIE sur les coûts d'exploitation sont ventilées en différentes catégories, par différents opérateurs, selon l'année. Compte tenu des limites méthodologiques, les résultats obtenus devraient être considérés comme indicatifs et devraient plutôt être utilisés comme guide potentiel pour une analyse plus approfondie pour certains éléments.

7.1 Analyse comparative des coûts d'investissement

Les coûts d'investissement représentent les coûts encourus après la décision finale d'investissement, lorsque le projet entre dans sa phase de développement. Ces coûts incluent le forage, les équipements de tête de puits, les plates-formes, les risers (tubes prolongateurs), les pipelines et les lignes de collecte, le traitement de la production, les installations de stockage et d'autres équipements. Les coûts d'investissement subis pendant la phase de développement se poursuivent généralement pendant les premières années de production. Les coûts d'investissement sont généralement appelés coûts de développement ou dépenses d'investissement (capex)[42].

L'analyse comparative des coûts d'investissement permet de comparer les projets sur la base de deux (2) principaux paramètres :

- Les coûts de développement par baril de réserves récupérables.
- Les coûts de développement par production quotidienne maximale basée sur la capacité nominale du plan de développement.

Afin de générer des résultats pertinents, l'analyse comparative doit être menée sur de nouvelles zones de développement orientées vers le pétrole, en eaux peu profondes ou profondes. Notre examen du secteur congolais a permis d'identifier quatre (4) zones de

[42] Le terme « coûts de développement » est plus généralement associé à la classification des coûts dans les CPP. En revanche, les dépenses d'investissement ou « capex « sont plus souvent associées à la comptabilisation de l'économie des projets.

développement qu'il convient d'inclure dans l'analyse comparative des coûts d'investissement[43].

- Moho Bilondo (Haute Mer D), première production en 2008
- Moho Phase 1 bis et Nord (Haute Mer D), première production en 2015
- Lianzi, première production en 2015
- Néné Marine Phase 1 et Phase 2 (Marine XII), première production en 2016

Nous avons effectué une demande de données historiques sur les coûts d'investissement pour les quatre (4) projets congolais, mais n'avons pour le moment reçu aucune information. Nous avons donc recherché des sources de données publiques et sectorielles pour ces projets.

L'analyse comparative des coûts d'investissement pour ces quatre (4) développements par rapport à des comparateurs régionaux est fondée sur la base de données exclusive de R4D sur les coûts d'investissement. Pour l'Afrique centrale et occidentale, la base de données comprend 48 projets offshore et offshore profond, mis en service entre 2000 et 2020 en Angola, au Gabon, en Guinée équatoriale, au Ghana, au Nigeria et en République du Congo. Les trois (3) principaux points de données - réserves récupérables, coûts d'investissement et production quotidienne maximale - ont été tirés d'un large éventail de sources.

L'analyse comparative des coûts basée sur des données de projets présente d'importantes limites. En effet, tous les projets sont situés dans les régions d'Afrique centrale et occidentale. Dans l'analyse ci-dessous, nous distinguons les projets en eaux peu profondes, à moins de 300 mètres, et les projets en eaux profondes, à des profondeurs plus importantes. Nous comparons également les projets en fonction de la taille des réserves. Toutefois, les estimations des réserves sont tirées des déclarations et des définitions utilisées par les sociétés et peuvent ne pas reposer sur des définitions identiques. De nombreuses autres variables, dont nous pouvons raisonnablement penser qu'elles affectent les coûts d'investissement, doivent également être prises en compte. L'approche adoptée ici peut donner un aperçu général des coûts d'investissement comparatifs, mais ne remplace pas une analyse comparative minutieuse basée sur des données détaillées des coûts d'investissement des projets congolais et sur un sous-ensemble plus restreint de projets de la région qui sont plus directement analogues.

Les coûts d'investissement ont beaucoup évolué au cours des deux (2) dernières décennies en raison de la dynamique de l'offre et de la demande. Quand les prix du pétrole sont élevés, la demande augmente, de même que les prix pour les Contracteurs et les fournisseurs de matériaux. Pour améliorer la fiabilité de l'analyse comparative des coûts d'investissement dans le temps, il peut être utile d'ajuster ces évolutions. Cambridge Energy Research Associates (IHS CERA), génère un indice des coûts d'investissement amont (Upstream Capital Cost Index - (UCCI))[44] qui suit le coût d'investissement composite des matériaux, des installations, des équipements et du personnel pour les projets de production de pétrole et de gaz naturel. Afin de générer des résultats plus comparables,

[43] Des données ont été demandées auprès du Secrétariat permanent de l'ITIE pour ces quatre zones de développement, mais à ce jour, aucune donnée n'a été fournie.

[44] Disponible à l'adresse : https://ihsmarkit.com/Info/cera/ihsindexes/index.html. Données disponibles à l'adresse : https://cdn.ihs.com/www/default/0319/Q4-2018-UCCI.xlsx.

nous avons ajusté les coûts d'investissement des projets sur la base de l'UCCI pour les projets offshores avec 2021 pour année de référence. Des indicateurs plus spécialisés et calibrés pour les projets pétroliers en Afrique centrale et occidentale devraient être utilisés si la RC décide d'entreprendre une étude plus approfondie sur les coûts.

7.1.1 Coûts d'investissement par baril de réserves récupérables

La Figure 29 montre les coûts d'investissement par baril de réserves pour 48 projets offshore mis en service entre 2000 et 2020 au Congo, en Angola, en Guinée équatoriale, au Gabon, au Ghana et au Nigeria[45]. Les projets sont représentés dans le graphique en fonction des coûts par baril à partir du début de la production. Une distinction est faite entre les projets en eaux peu profondes (identifiés par un carré) et les projets en eaux profondes (identifiés par un losange)[46].

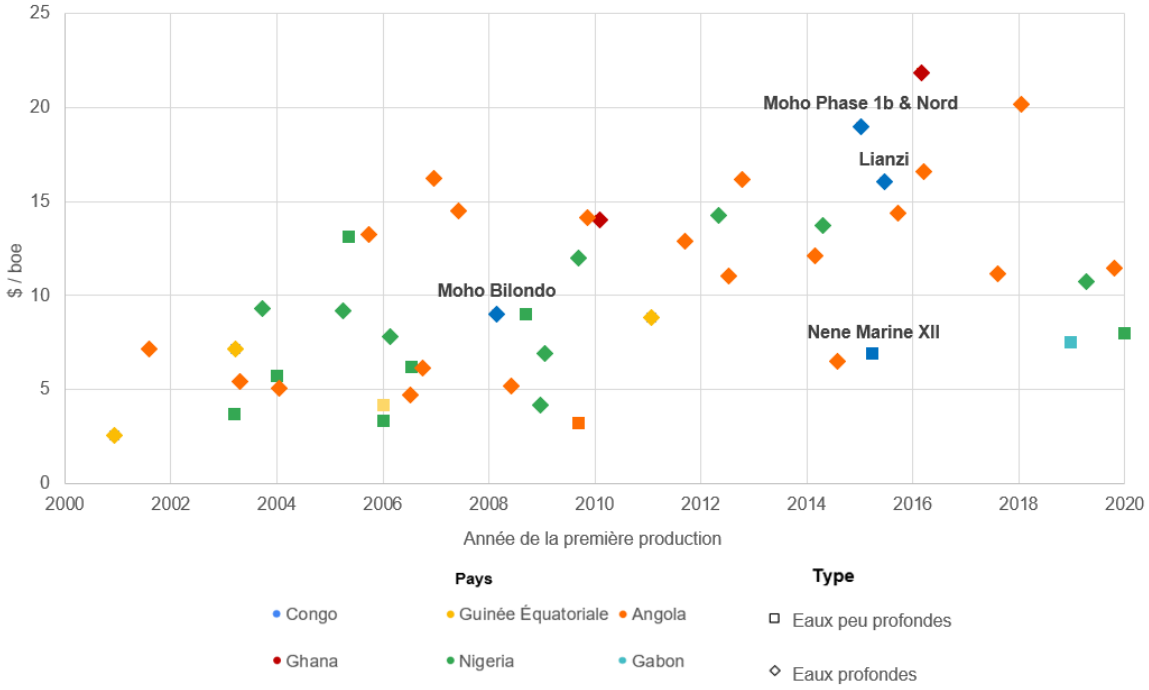


Figure 29 : Coûts d'investissement par baril de réserves récupérables

Pour cet ensemble de données, les coûts d'investissement moyens par baril pour les projets congolais semblent être plus élevés que la moyenne régionale (Voir Tableau 13).

[45] CAPEX en USD en 2021, ajusté pour l'inflation en utilisant l'indice des coûts d'investissement en amont (UCCI) d'IHS.

[46] Les projets en eaux peu profondes sont ceux dont la profondeur d'eau est inférieure à 300 mètres. Les projets dont la profondeur d'eau est supérieure à 300 mètres sont classés dans la catégorie « eaux profondes ».

Tableau 13 : Coûts d'investissement par baril de réserves récupérables

Pays	Eaux peu profondes *$/boe*[47]	Eaux profondes *$/boe*
Ghana	-	17,9
Congo	**6,9**	**14,7**
Angola	-	12,1
Nigeria	6,6	10
Gabon	7,5	-
Guinée équatoriale	4,1	8,8

Si l'on considère l'ensemble des données, les coûts d'investissement par baril pour les différents projets congolais varient considérablement. Néné se situe dans le premier quartile, mais comme il s'agit d'un projet en eau peu profonde, on aurait pu s'attendre à ce que les coûts d'investissement soient inférieurs. Les trois (3) projets en eau profonde se situent dans le deuxième (2) quartile (Moho Bilondo), le troisième (3) quartile (Lianzi) et le quatrième (4) quartile (Moho Phase 1bis et Nord).

La Figure 30 montre des comparaisons pour les projets congolais en fonction de la profondeur d'eau. Le projet Néné est comparé avec d'autres projets en eaux peu profondes, à des profondeurs inférieures à 300 mètres. Les deux (2) projets Moho et Lianzi sont comparés à d'autres projets en eaux profondes, entre 300 et 1 200 mètres. Nous avons exclu 19 projets développés dans des eaux supérieures à 1200 mètres.

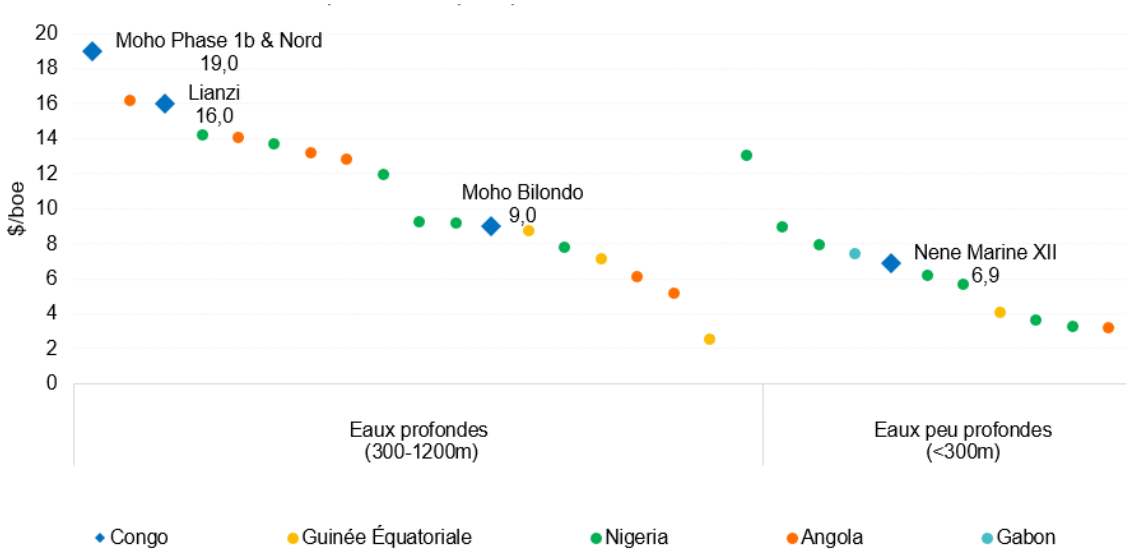


Figure 30 : Coûts d'investissement par baril de réserves par profondeur d'eau

Dans cet ensemble de données, parmi les projets en eaux peu profondes, Néné se situe dans le deuxième (2) quartile. Pour les projets en eaux profondes, le développement de Moho initial se situe dans le deuxième (2) quartile, Lianzi dans le troisième (3) et les développements de la deuxième phase de Moho dans le quatrième (4).

[47] boe: baril d'équivalent pétrole

La Figure 31 nous permet de comparer les quatre (4) projets congolais avec d'autres projets en fonction de la taille des réserves. Nous définissons les petites et moyennes réserves comme étant inférieures à 200 millions de barils. Nous définissons les réserves de taille importante comme étant de 200 à 500 millions de barils. Pour cette analyse, nous avons exclu 14 projets de taille géante définis comme étant supérieurs à 500 millions.

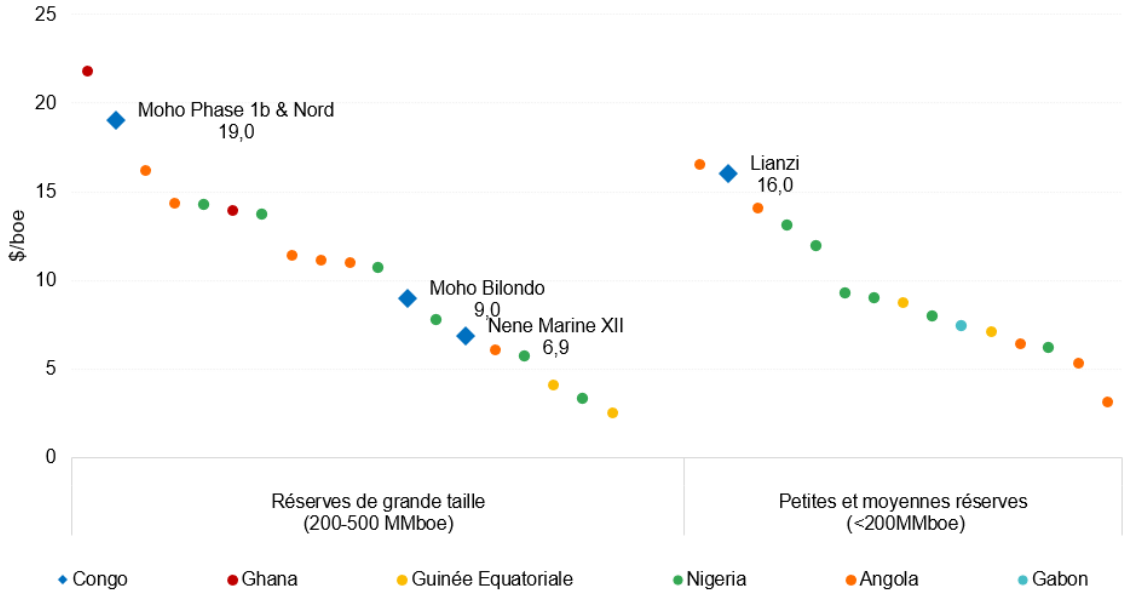


Figure 31 : Coûts d'investissement par baril de réserves selon la taille des réserves

Dans cet ensemble de données, parmi les projets dont les réserves sont inférieures à 200 millions de barils, Lianzi se situe dans le quatrième (4) quartile pour le coût en capital par baril de réserves. Parmi les projets dont les réserves se situent entre 200 et 500 millions de barils, Néné se situe dans le premier (1) quartile, le développement initial de Moho dans le deuxième (2) quartile et les secondes phases de Moho dans le quatrième (4) quartile.

7.1.2 Coûts d'investissement par baril de production quotidienne maximale

Une autre manière de comparer les projets consiste à se baser sur les coûts d'investissement. Dans ce cas, les coûts d'investissement sont exprimés en dollars par baril en fonction de la capacité de production quotidienne maximale. La Figure 32 compare l'importance des coûts d'investissement pour les mêmes 48 projets offshore mis en service au cours de la période 2000-2020[48].

[48] Eaux peu profondes (< 300m de profondeur d'eau) ; Eaux profondes (>300m). CAPEX en USD en 2021, ajusté pour l'inflation en utilisant l'indice des coûts d'investissement en amont (UCCI) d'IHS

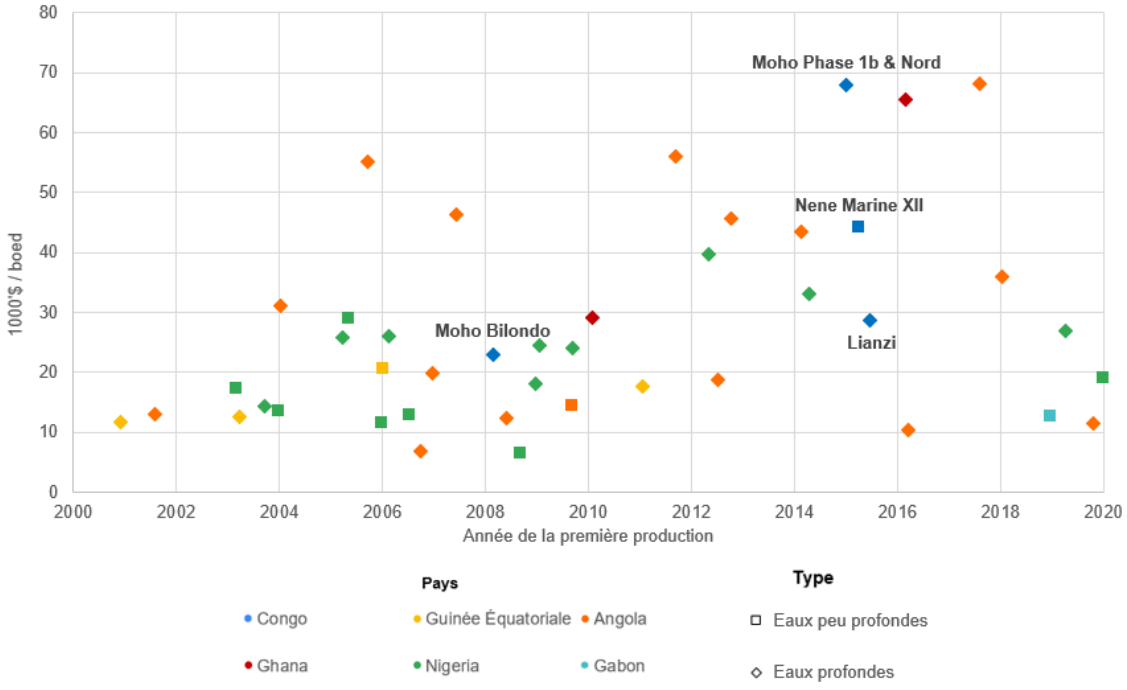


Figure 32 : Coûts d'investissement par baril en fonction de la capacité de production quotidienne maximale

Le Tableau 14 montre les coûts d'investissement par baril en fonction de la capacité de production quotidienne maximale, par pays, ventilés par profondeur.

Tableau 14 : Coûts d'investissement par baril en fonction de la capacité de production quotidienne maximale, par moyenne nationale (2005-20)

Pays	**Eaux peu profondes** *1000'$/boed*	**Eaux profondes** *1000'$/boed*
Ghana	-	47,3
Congo	**44,2**	**39,8**
Angola	14,3	34
Nigeria	12,4	27,4
Guinée équatoriale	20,4	17,6
Gabon	12,5	-

La position relative de chacun des projets du Congo peut être identifiée sur la base de cet ensemble de données. Pour les projets en eaux peu profondes, avec une capacité de production estimée à 50 000 barils par jour pour la première (1) phase, Néné se situe près du sommet du quatrième (4) quartile. Pour les projets en eaux profondes, Moho Bilondo et Lianzi se situent dans le deuxième (2) quartile et Moho Phase 1b et Nord en haut du quatrième (4) quartile.

7.1.3 Impact des coûts d'investissement sur les revenus de l'État

Des coûts d'investissement élevés, comprenant les dépassements entre les estimations de la Décision Finale d'Investissement (DFI) et les coûts réels, ont un effet néfaste sur les recettes

de l'État. Des coûts plus élevés détournent une plus grande part de la production pétrolière vers la récupération des coûts, laissant une part moins importante à diviser entre l'État et le Contracteur.

Une étude portant sur 365 projets pétroliers et gaziers a également révélé que 67 % des projets de GNL ont connu des dépassements de coûts s'élevant en moyenne à 70 %.[49] En Afrique, en combinant les projets pétroliers et projets gaziers, 67 % des projets ont connu des dépassements de coûts s'élevant en moyenne à 51 %.

La méthodologie de l'analyse comparative employée au Chapitre 2 permet de donner un aperçu de l'impact potentiel. Dans le Tableau 15, nous montrons l'impact d'une augmentation de 50 % des coûts d'investissement des projets de taille moyenne sur les revenus de l'État en utilisant les modalités fiscales de Haute Mer Zone D (2019) et de Marine XII (2010)[50].

Tableau 15 : Revenus de l'État selon les scénarios de coûts d'investissement
champs de taille moyenne et 70 $/baril

Millions USD	**Moho Zone D**		**Marine XII**	
Revenus de l'État	*Capex de base*	*Capex +50 %*	*Capex de base*	*Capex +50 %*
Redevance et PID	2 868	2 868	2 868	2 868
Excess Cost Oil	1 262	1 082	2 840	2 245
Super Profit Oil	1 173	1 085	2 339	1 970
Profit Oil	964	863	954	1 176
REVENUS TOTAUX	**6 268**	**5 898**	**9 001**	**8 259**
Rentabilité du Contracteur	*Capex de base*	*Capex +50 %*	*Capex de base*	*Capex +50 %*
Flux de trésorerie du Contracteur	5 252	4 586	3 113	2 701
TRI du Contracteur	**18 %**	**11 %**	**14 %**	**9 %**

Une augmentation de 50 % des coûts d'investissement réduit les revenus de l'État sur l'ensemble du cycle de vie du projet selon les modalités de Haute Mer Zone D d'environ 370 millions USD, soit environ 6 % du total. L'impact est plus important, soit près de 750 millions de dollars ou plus de 8 %, pour Marine XII.

Compte tenu de la nature du régime fiscal, tel que décrit au Chapitre 1, l'impact de la hausse des coûts est plus important pour le Contracteur. En cas de dépassement de 50 % des coûts d'investissement, le TRI du Contracteur pour Haute Mer Zone D passe de 18 % à seulement 11 %. Pour Marine XII, le TRI passe de 14 % à seulement 9 %. Dans les deux cas, avec des estimations de coûts d'investissement plus élevées, les taux de rentabilité seraient probablement inférieurs aux attentes de la compagnie concernant les nouveaux investissements. Cela suggère que le contrôle des coûts est susceptible d'apporter des

[49] Spotlight on oil and gas megaprojects, EY, 2014.

[50] Pour être comparable, l'analyse comparative de Marine XII est basée sur les modalités fiscales relatives au pétrole.

avantages significatifs tant aux compagnies pétrolières internationales qu'à la SNPC en tant que membre du groupe Contracteur.

7.1.4 Conclusions sur l'analyse comparative des coûts d'investissement

Sur la base de l'ensemble des données disponibles, il semblerait que les coûts d'investissement de certains projets en RC soient supérieurs à la moyenne régionale. Compte tenu des limites méthodologiques de cette première évaluation, une analyse plus détaillée des coûts d'investissement peut s'avérer justifiée. Une telle analyse se devra d'être plus précise, en se référant au budget et aux rapports de coûts soumis par les opérateurs afin d'évaluer si ceux-ci sont conformes aux exigences et fournissent suffisamment de données pour que l'État puisse contrôler les coûts.

Des coûts d'investissement moins élevés devraient se traduire par des revenus plus importants pour l'État, bien que, comme nous l'avons mentionné au Chapitre 1, les revenus de l'État dans le régime fiscal congolais ne soient pas aussi sensibles aux coûts d'investissement que dans certaines autres juridictions. La priorité doit néanmoins être donnée à l'examen minutieux des plans de développement et à l'audit des coûts des projets, en particulier après les grandes dépenses d'investissement.

7.2 Analyse comparative des coûts d'exploitation

Les coûts d'exploitation représentent les dépenses annuelles pendant la phase de production du projet et comprennent la maintenance, les salaires et les primes, les matériaux et les fournitures, les produits chimiques et le carburant, le transport, le paiement des co-contracteurs, le logement, le management, l'assistance administrative et logistique, les taxes et les impositions, la location d'équipement et les assurances. Les coûts d'exploitation peuvent également inclure des éléments individuels importants, tels que les travaux d'entretien et de réparation majeurs, les reconditionnements de puits et les frais de pipeline ou de terminal. Les intérêts ou les coûts de financement sont généralement exclus des coûts d'exploitation. Ces coûts sont communément appelés dépenses d'exploitation (opex).

L'analyse comparative des coûts d'exploitation se base généralement sur le coût annuel moyen, en dollars, de la production d'un seul baril d'équivalent pétrole (boe). Les coûts d'exploitation par baril peuvent varier considérablement en fonction des pays et d'une année à l'autre. La Figure 33 montre une comparaison des coûts d'exploitation par baril d'équivalent pétrole pour différentes régions, tels que publiés par Rystad pour les années 2013 à 2020[51].

[51] Deepwater operating costs per barrel of oil equivalent for regional production from 2013 to 2020, Rystad Energy Cost Solution, Analyse comparative des coûts d'exploitation offshore, juillet 2020.

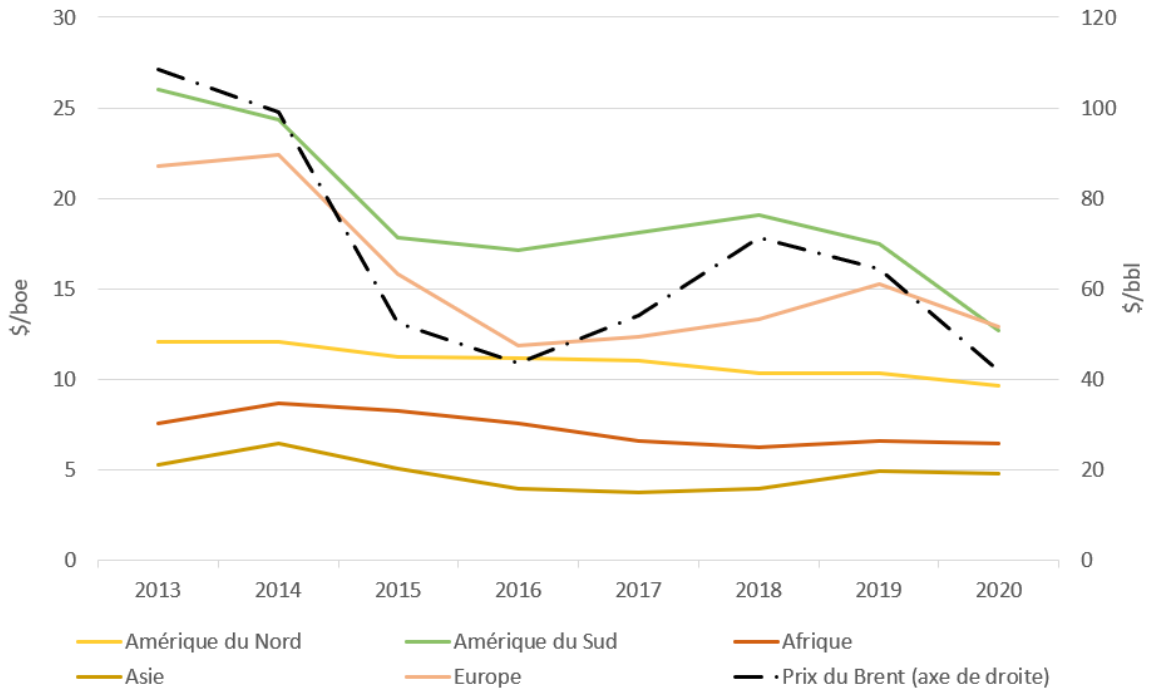


Figure 33 : Coûts d'exploitation par baril selon Rystad, par région (2013-2020)

Les données de Rystad montrent une baisse généralisée des coûts d'exploitation offshore par baril au cours des dernières années. Cette évolution est particulièrement marquée en Amérique du Sud et en Europe, bien que des baisses soient observées dans toutes les régions, y compris en Afrique. Compte tenu de la dynamique de l'offre et de la demande de services et de matériaux pétroliers, nous constatons un lien étroit entre les coûts d'exploitation et le prix du pétrole. Afin d'illustrer l'importance du prix du pétrole sur les coûts d'exploitation des projets, nous montrons le prix du pétrole sur ces mêmes années sur l'axe de droite[52].

Les TdR exigent une comparaison des coûts au sein de la région d'Afrique Centrale. Par rapport aux coûts d'investissement, les données sur les coûts d'exploitation sont plus souvent disponibles au niveau national pour les principaux pays producteurs. Dans l'analyse ci-dessous, les comparateurs régionaux sont l'Angola et le Nigeria. La source des données est le coût d'exploitation moyen par baril de Rystad Energy pour les projets offshores pour les deux (2) pays de 2010 à 2019[53].

Deux (2) ensembles de données sur les coûts d'exploitation congolais sont inclus dans cette analyse comparative[54]. Premièrement, les rapports ITIE pour les années 2016-18 fournissent

[52] Prix du Brent tel que rapporté par l'Agence américaine d'information sur l'énergie.

[53] Opex de la production offshore pour les champs pétroliers dans les principales zones offshores, Rystad Energy, 8 janvier 2020.

[54] Au début de la consultance, des données détaillées sur les coûts d'exploitation ont été demandées au Secrétariat permanent de l'ITIE pour un certain nombre de projets sélectionnés comme étant les plus pertinents pour mener l'analyse comparative des coûts d'exploitation. Cependant, aucune donnée n'a été reçue.

des données sur les coûts d'exploitation pour toutes les licences. Deuxièmement, le Secrétariat permanent de l'ITIE a fourni des données de coûts pour les années 2013 à 2015 pour les cinq (5) licences incluses dans l'analyse rétrospective (backcasting) (zones Haute Mer A, B et D, Marine XII et Kombi-Likalala-Libondo). Des données plus détaillées sur les coûts d'exploitation des autres licences prioritaires pour les années 2013 à 2015 ont été demandées, mais n'ont pas été reçues à ce jour. Les données de production pour toutes les licenses sont disponibles dans les rapports ITIE portant sur les années 2013 à 2018.

Nous relevons d'importantes incohérences entre les catégories de coûts présentées dans les rapports ITIE selon les différentes années et entre les déclarations des différents opérateurs, notamment en ce qui concerne la catégorie « Autres coûts » pour 2016 et 2017. Ces variations sont soigneusement documentées dans la Partie V. Nous recommandons que les définitions de chaque catégorie soient clarifiées pour harmoniser les déclarations de la part des opérateurs. Selon notre analyse, certains coûts déclarés comme « Autres coûts » devraient être inclus dans les coûts d'exploitation. Ces coûts supplémentaires sont susceptibles d'avoir un impact significatif sur les résultats de l'analyse comparative, en particulier pour Haute Mer Zone D et Marine XII. L'analyse ci-dessous est basée sur les coûts explicitement déclarés comme « Coûts d'exploitation » par le Secrétariat permanent de l'ITIE.

7.2.1 Résultats de l'analyse comparative des coûts d'exploitation régionaux

La Figure 34 montre les coûts d'exploitation moyens par baril selon Rystad pour l'offshore angolais et nigérian (2010-19) en comparaison avec les coûts d'exploitation moyens congolais par baril pour les cinq (5) licences backcasting (2013-18) et pour toutes les licences congolaises pour lesquelles des données sont fournies dans les rapports ITIE de 2016-18.

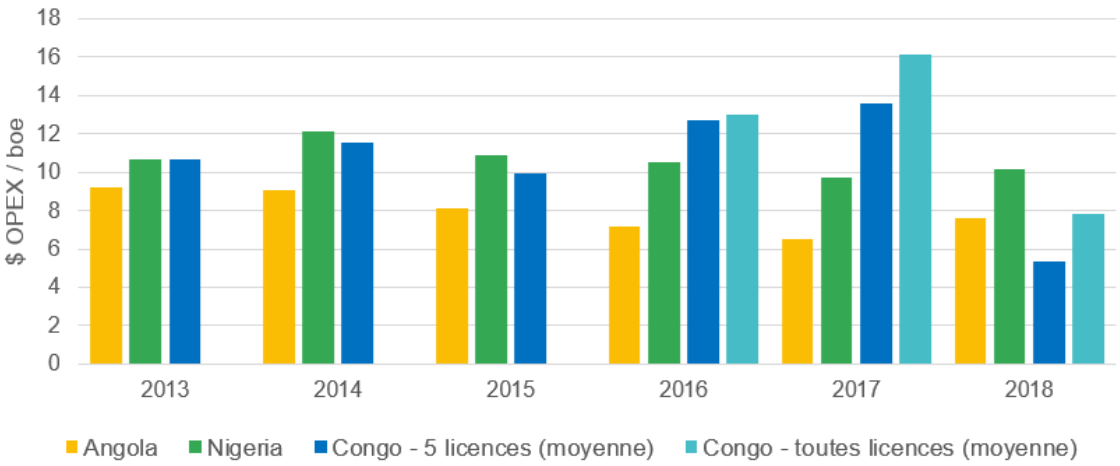


Figure 34 : Coûts d'exploitation moyens annuels par baril (USD)

Sur la base des données disponibles auprès de l'ITIE, les coûts d'exploitation moyens annuels de la RC semblent augmenter par rapport à ceux de l'Angola et du Nigeria en 2016 et 2017, avant de chuter considérablement en 2018. Cette baisse est particulièrement influencée par le projet Moho Bilondo qui a rencontré une baisse de 55 % de ses coûts d'exploitation par baril.

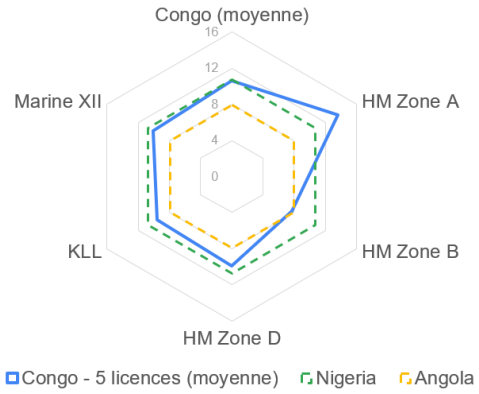
Le Tableau 16 et la Figure 35 fournissent plus de détails sur les cinq (5) licences pour les années 2013 à 2018. Au cours de cette période, les coûts d'exploitation annuels moyens par baril pour les cinq (5) licences congolaises sont de 10,64 $ par baril. Les données comparatives provenant de Rystad montrent que les coûts au Nigeria étaient similaires à 10,69 $ et inférieurs en Angola à 7,95 $.

Tableau 16 : Opex moyens 2013-18 ($/boe)

	2013-2018
Angola	7,95 $
Nigeria	10,69 $
Congo – Moyenne des 5 licences	**10,64 $**
- HM Zone A	*13,63 $*
- HM Zone B	*7,65 $*
- HM Zone D	*9,89 $*
- Marine XII	*10,13 $*
- Kombi-Likalala-Libondo	*9,58 $*

Données de Rystad pour l'Angola et le Nigeria, données de l'ITIE pour le Congo

Figure 35 : Opex moyens 2013-18 ($/boe)



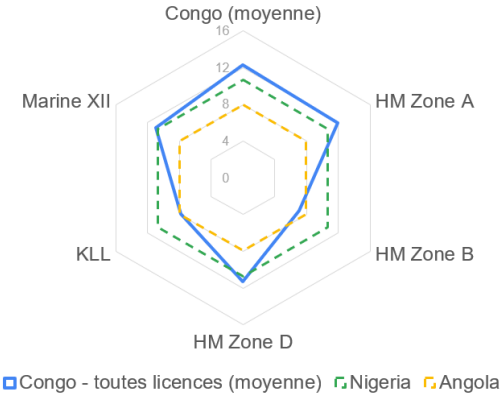
Des différences similaires peuvent être observées en effectuant une moyenne de tous les projets congolais pour les années 2016-18 (Figure 36). Selon les données publiées par l'ITIE, les coûts d'exploitation moyens par baril sur l'ensemble des projets en RC au cours de cette période étaient de 12,32 $ par baril (Tableau 17).

Tableau 17 : Opex moyens 2016-2018 ($/boe)

	2016-2018
Angola	7,10 $
Nigeria	10,13 $
Congo – Moyenne des 5 licences	**10,55 $**
- HM Zone A	*11,97 $*
- HM Zone B	*7,10 $*
- HM Zone D	*11,26 $*
- Marine XII	*10,98 $*
- Kombi-Likalala-Libondo	*7,79 $*
Congo – Moyenne toutes licences	**12,32 $**

Données de Rystad pour l'Angola et le Nigeria, données de l'ITIE pour le Congo

Figure 36 : Opex moyens 2016-2018 ($/boe)



La Figure 37 montre les coûts d'exploitation annuels par baril pour chacune des cinq (5) licences. Elle montre également les moyennes annuelles des cinq (5) licences et les moyennes annuelles de toutes les licences congolaises pour 2016-18.

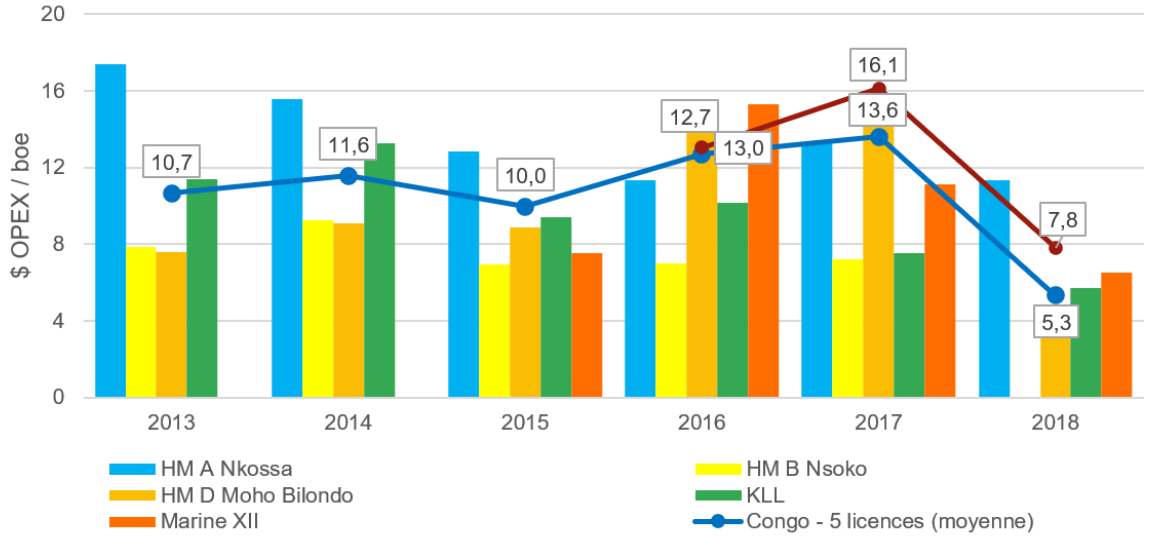


Figure 37 : Coûts d'exploitation par baril pour cinq licences congolaises (2013-18)

Les données de la série indiquent une baisse significative des coûts d'exploitation par baril pour Nkossa, ainsi que des augmentations significatives pour Moho Bilondo en 2016 et 2017 et pour Marine XII en 2016. Pour ces licences, et pour la RC en moyenne, nous observons une baisse significative des coûts d'exploitation par baril en 2018. Il semblerait que cette baisse soit due, du moins en partie, à des augmentations significatives de la production.

Figure 38 : Production et Opex – 5 licences

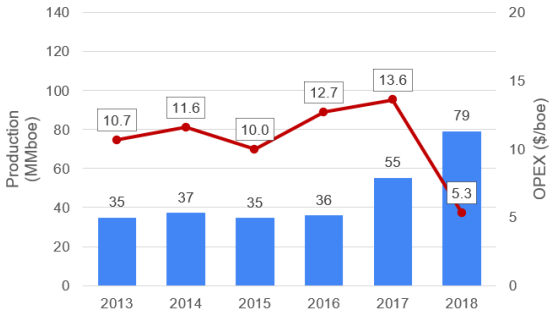
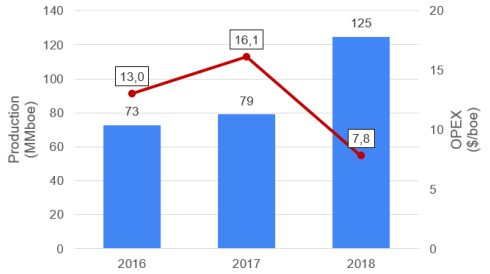


Figure 39 : Production et Opex – Toutes les licences



La Figure 38 et la Figure 39 montrent que la baisse du coût d'exploitation par baril en 2018 a coïncidé avec une augmentation significative de la production. Une grande partie de cette augmentation de la production provient de Moho Bilondo, qui a également enregistré une baisse des coûts d'exploitation par baril d'environ 50 %.

7.2.2 Résultats de l'analyse comparative des coûts d'exploitation à l'échelle nationale

Les coûts d'exploitation par baril peuvent également être examinés en fonction des licences individuelles et des opérateurs respectifs. La Figure 40 montre les coûts d'exploitation congolais par baril ventilés par opérateur pour les années 2016-18.

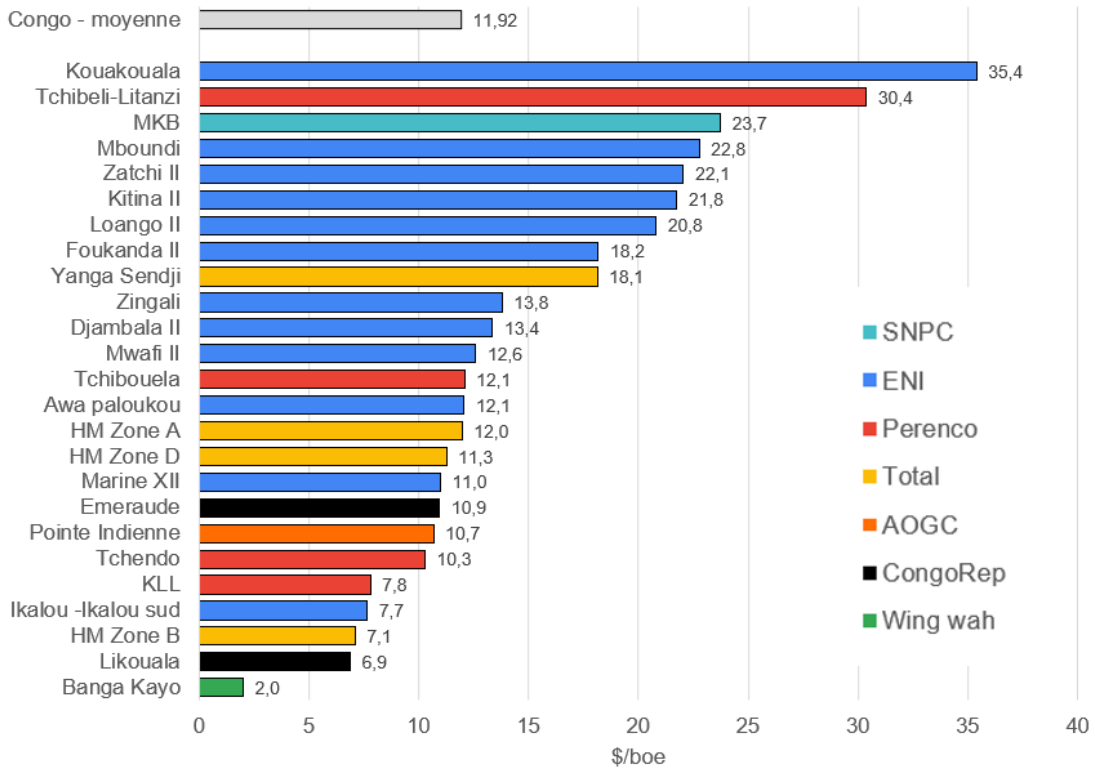


Figure 40 : Coûts d'exploitation et autres coûts par baril par opérateur (2016-2018)

Le Tableau 18 présente ces données et présente les coûts d'exploitation moyens congolais par baril ventilés regroupés par opérateur.

Tableau 18 : Coûts d'exploitation moyens par baril par opérateur congolais – 2016-2018

Opérateur	**OPEX** $/boe
SNPC	23,73 $
Eni Congo	17,20 $
Perenco	11,55 $
TEPC	11,70 $
AOGC	10,67 $
Congorep	8,32 $
Wing Wah	2,01 $

Les coûts par baril les plus élevés sont issus de la SNPC. Parmi les opérateurs des champs pétroliers les plus grands, les coûts d'Eni Congo sont sensiblement plus élevés que ceux de TEPC. À l'exception de Tchibeli-Litanzi, les coûts par baril de Perenco et de Congorep (une coentreprise entre la SNPC et Perenco) sont en moyenne inférieurs. Bien que Perenco exploite des champs plus matures, son modèle d'entreprise en est un de réduction des coûts permettant ainsi de maintenir une rentabilité au niveau des champs plus matures[55]. Les licences d'AOGC et de Wing-Wah sont toutes deux onshore et nous pouvons nous attendre à ce que les coûts d'exploitation soient moins élevés. Bien que les coûts d'exploitation de Wing Wah soient très bas, le fait qu'ils déclarent plus de 11 $ par baril dans

[55] « Le cœur de l'expertise de Perenco consiste à développer, de manière durable, les productions pétrolières et/ou de gaz dites matures ou marginales. » Our Strategy, Perenco, 2021.

la catégorie « Autres coûts » met en évidence les problèmes des catégories de déclaration de l'ITIE.

7.2.3 Impact des coûts d'exploitation sur les revenus de l'État

Comme pour les coûts d'investissement, des coûts d'exploitation plus élevés ont pour conséquence qu'une plus grande part de la production est allouée à la récupération des coûts, ce qui réduit les revenus de l'État. Inversement, les réductions des coûts d'exploitation profitent à la fois à l'État et au Contracteur. En se basant sur le même projet offshore de taille moyenne que précédemment, le Tableau 19 montre l'impact d'une réduction de 25 % des coûts d'exploitation en utilisant les modalités fiscales de Moho Bilondo et Marine XII[56].

Tableau 19 : Sensibilités aux coûts d'exploitation – Champ de taille moyenne et $70/bbl

Millions USD	Moho Bilondo		Marine XII	
Revenus de l'État	Opex de base	Opex -25 %	Opex de base	Opex -25 %
Redevance et PID	2 868	2 868	2 868	2 868
Excess Cost Oil	1 262	1 262	2 840	3 110
Super Profit Oil	1 173	1 265	2 339	2 829
Profit Oil	964	1 099	954	626
REVENUS TOTAUX	**6 268**	**6 495**	**9 001**	**9 433**
Rentabilité du Contracteur	*Opex de base*	*Opex -25 %*	*Opex de base*	*Opex -25 %*
Flux de trésorerie du Contracteur	5 252	5 617	3 113	3 316
TRI du Contracteur	**18 %**	**18 %**	**14 %**	**15 %**

La réduction des coûts d'exploitation augmente les revenus totaux de l'État. Avec les modalités de Moho Bilondo, une réduction des coûts d'exploitation de 25 % entraîne une augmentation des revenus de l'État d'un peu plus de 200 millions de dollars. Selon les modalités de Marine XII, l'impact est plus important, avec un peu plus de 400 millions de dollars. Pour le Contracteur, cette réduction des coûts entraîne une hausse des flux de trésorerie d'un peu plus de 350 millions pour Moho Bilondo et d'à peine 200 millions de dollars pour Marine XII. Les taux de rentabilité interne, quant à eux, demeurent pratiquement inchangés pour les deux (2) projets. Ceci semble démontrer que pour le Contracteur, la rentabilité est beaucoup moins sensible aux variations des coûts d'exploitation qu'à une variation des dépenses d'investissement.

[56] Pour être comparable, l'analyse comparative de Marine XII est basée sur les modalités fiscales du pétrole.

7.3 Conclusions sur l'analyse comparative des coûts d'exploitation

L'analyse ci-dessus se base sur les coûts et les données de production tels que rapportés par l'ITIE. Les calculs du coût par baril ont été effectués sur la base des données de l'ITIE explicitement identifiées comme des coûts d'exploitation. Les coûts déclarés comme « Autres coûts » n'ont pas été inclus dans l'analyse. Ces coûts par baril ont été comparés aux coûts d'exploitation par baril pour l'Angola et le Nigeria tels que rapportés par Rystad. Étant donné les différences probables de méthodologies, il convient de faire preuve de prudence avant de pouvoir en tirer toute conclusion.

Compte tenu de ces limitations, les données disponibles suggèrent que les coûts d'exploitation en RC pourraient être similaires à ceux du Nigeria et supérieurs à ceux de l'Angola. Il convient de noter que le Nigeria déploie des efforts concertés pour réduire les coûts d'exploitation afin d'augmenter les revenus de l'État[57].

Les coûts d'exploitation congolais par baril semblent avoir drastiquement chuté en 2018. Il serait pertinent d'identifier les causes véritables d'une telle baisse en effectuant un examen plus approfondi. L'un des motifs peut être l'augmentation significative de la production, en particulier de Moho Phase 1b et Moho Nord qui est susceptible de faire baisser le coût moyen par baril.

Cette analyse suggère qu'un examen plus approfondi sur les coûts d'exploitation congolais pourrait être justifié. Un tel examen devrait se baser sur des données incluant tous les coûts d'exploitation, mais excluant les coûts de démantèlement. Les objectifs clés de ce type d'analyse pourraient être d'expliquer pourquoi les coûts congolais sont plus élevés que les autres comparateurs régionaux au cours des années 2016 et 2017 et d'identifier les raisons de la baisse des coûts d'exploitation en 2018. Selon les conclusions de ce type d'analyse, il peut s'avérer nécessaire de normaliser et d'augmenter le niveau de détail des rapports sur les coûts, en particulier à mesure que les champs vieillissent et que le contrôle des coûts devient plus important pour prolonger leur durée de vie[58].

[57] Voir NNPC Rallies Industry Stakeholders for Upstream Cost Optimization, Communiqué de presse de la NNPC, 9 février 2021.

[58] Le Systema Informacoes de Operacoes e Producao (« SIOP »), institué il y a plusieurs années en Angola, en est un bon exemple.

8 AUDIT DES COUTS

Les Termes de référence demandaient de réaliser une analyse des forces et des faiblesses des procédures d'audit des coûts, basée sur un examen de l'annexe comptable des contrats de partage de production, de la pratique actuelle et de l'efficacité de la gestion de l'audit des coûts, ainsi qu'une analyse d'un échantillon de rapports d'audit récents.

Tel que mentionné précédemment, dans un système de partage de production comme celui de la RC, la part de l'État dans le profit oil est basée sur une répartition de la production après que les compagnies pétrolières ont récupéré leurs coûts. Une augmentation des coûts accroissant la part accordée à la récupération des coûts se traduit donc par une diminution de la part du profit oil de l'État. Le contrôle des coûts à récupérer constitue donc un objectif essentiel de l'État dans l'administration d'un régime de partage de production.

Les compagnies soumettent des demandes de récupération des coûts sur une base annuelle. Ces demandes doivent être conformes aux budgets annuels, examinées et approuvées à l'avance par l'État, révisées si nécessaire et approuvées par la suite. Après la soumission, les demandes annuelles de récupération des coûts doivent être rapprochées des budgets approuvés. Les États doivent vérifier les demandes de récupération des coûts pour s'assurer que (i) les coûts ont été réellement encourus et sont étayés par une documentation appropriée (ii) que les coûts sont admissibles en vertu des modalités du CPP et de l'annexe Procédure comptable associée, et (iii) que les coûts encourus étaient conformes aux budgets approuvés et aux procédures contractuelles.

Le cadre juridique permettant de déterminer si les coûts sont admissibles à la récupération se trouve à la fois dans le contrat de partage de production ainsi que dans l'annexe détaillée de ce contrat, connue sous le nom de « Procédure comptable ».

8.1 La procédure comptable dans le CPP congolais

Les contrats de partage de production stipulent les modalités selon lesquelles les compagnies pétrolières peuvent récupérer leurs coûts. Ces modalités établissent quels coûts peuvent être récupérés, posant parfois des limites ou des restrictions, et quels coûts ne peuvent pas être récupérés. Les stipulations essentielles sont énoncées dans le corps du contrat tandis que la plupart des informations relatives à la récupération des coûts pétroliers sont stipulées dans une annexe au contrat, communément appelée « Procédure comptable ».

Comme pour les contrats de partage de production, il existe une grande similitude dans les éléments couverts par la Procédure comptable entre les différentes juridictions. Les éléments les plus importants sont les suivants :

- Les droits d'audit de l'État.
- La structure du système comptable et l'accessibilité de la documentation.
- Les obligations de déclaration des entreprises.
- Les conditions spécifiques dans lesquelles les coûts peuvent être récupérés.
- Une liste exhaustive et précise des coûts qui sont identifiés comme non récupérables.

Bien que les Procédures comptables puissent être complexes, elles constituent la base juridique de la récupération des coûts pétroliers. Les coûts étant récupérés avant que la production restante ne soit partagée entre la compagnie et l'État, les stipulations relatives à la récupération des coûts ont un impact direct sur l'ampleur et le calendrier des revenus de l'État. Idéalement, les Procédures comptables sont écrites clairement afin d'éviter les litiges, fixent des limites pour garantir que seuls les coûts appropriés sont récupérés, et ne sont pas inutilement complexes pour faciliter l'administration de la procédure.

Les Procédures comptables des CPP congolais figurent à l'Annexe 1. Si la structure générale des Procédures comptables est restée relativement constante au fil des années, comme pour les modalités fiscales des CPP décrites au Chapitre 1, il existe un degré inhabituel de variations entre les stipulations des Procédures comptables associées aux différents CPP. Pour l'analyse ci-dessous, nous faisons référence à des numéros d'Articles du CPP de Nsoko II de 2019 ainsi qu'à d'autres CPP montrant certaines de ces variations.

8.1.1 Budgets, rapports et audits

Plusieurs stipulations des Procédures comptables établissent le cadre juridique concernant le suivi et l'audit des coûts pétroliers. Les stipulations relatives à la soumission et à l'approbation du programme de travaux et du budget annuels, au système comptable et aux obligations en matière de déclaration, ainsi qu'au droit d'audit de l'État, sont particulièrement importantes.

Programmes de travaux et budget annuels

Avant chaque année civile, le Contracteur est tenu de soumettre au Comité de gestion un programme de travaux et son budget afférent. Ce comité est composé de représentants de chacun des membres du groupe Contracteur et d'un représentant étatique. Conformément à l'Article 7 du CPP, le programme de travaux initial et le budget doivent être soumis au plus tard le 15 novembre, l'adoption par le Comité de gestion étant prévue pour le 15 décembre. Dans un délai de 6 mois à compter de la fin de l'année (CPP, Article 7.11), le Contracteur est tenu de rendre compte à la RC de la manière dont le budget a été exécuté. D'autres exigences relatives aux plans de travail et aux budgets figurent au chapitre V de la Procédure comptable, y compris une ventilation générale des lignes budgétaires.

L'une des distinctions essentielles dans un CPP est de savoir si le budget initial doit être approuvé par l'État, et si tout ajustement du budget en milieu d'année doit également être approuvé, pour que les coûts soient récupérables. Pour les anciens CPP en RC, des écarts entre le budget et les dépenses réelles de plus de 10 % ou 1 million de dollars pour chaque ligne budgétaire sont considérés comme importants. Toutefois, ces écarts ne nécessitent pas une approbation préalable des dépassements de budget. L'obligation consiste uniquement à « expliquer les écarts importants ». Dans certains CPP plus récents, la notification et l'approbation de l'État sont requises pour les modifications budgétaires (CPP, Article 7.8). Les dépassements de coûts doivent d'abord être approuvés par la RC (CPP, Article 7.14) et le non-respect de ces obligations entraîne la non-récupération des coûts correspondants (CPP, Article 7.24). Il s'agit d'une évolution importante, bien que de nombreuses licences importantes en RC, notamment celles de Moho Bilondo, de Marine XII et de Kombi-Likalala-Libondo II, continuent de fonctionner selon les anciennes modalités moins strictes.

Le Comité de gestion, composé du Contracteur et des représentants de l'État, est chargé d'approuver le budget annuel et les plans de démantèlement. Cependant, il n'y a aucune stipulation spécifique pour un Comité Technique qui pourrait être responsable de la révision du programme de travaux et du budget, de l'approbation des contrats majeurs, des fonds budgétaires supplémentaires et des engagements de projets majeurs[59]. En outre, la date limite de soumission initiale de mi-novembre, avec l'approbation finale n'étant attendue qu'un mois plus tard, laisse très peu de temps pour un examen technique minutieux par l'État et les révisions correspondantes par le Contracteur. Le CPP indonésien, par exemple, exige que le Contracteur soumette le programme de travaux et le budget annuels au moins trois (3) mois avant le début de l'année civile[60].

Système comptable et obligations de déclaration

Les CPP exigent que la comptabilité analytique distingue quatre (4) catégories : l'exploitation, le développement, l'exploration et le démantèlement. Selon l'Article 10, ces catégories sont utilisées pour déterminer la séquence des coûts à récupérer.

Une série de rapports, devant être soumis par le Contracteur à la RC sur une base régulière, de mensuelle à trimestrielle puis annuelle, sont définis dans le chapitre VII de la Procédure comptable. Deux (2) états à soumettre sur une base trimestrielle sont directement liés aux coûts. L'état portant sur les travaux de développement et d'exploitation (Procédure comptable, Article 24) détaille les travaux et les dépenses liées aux forages de développement, aux installations spéciales de production, aux forages de production, aux installations et moyens de transport, aux installations de stockage et à la remise en état des sites. L'état de récupération des coûts pétroliers (Procédure comptable, article 30) doit être soumis sur une base trimestrielle, et le résumé annuel doit être présenté dans les 90 jours suivant la fin de l'année. L'état comprend les coûts pétroliers à récupérer au début de la période, les coûts pétroliers encourus pendant la période, les coûts pétroliers récupérés pendant la période et les coûts pétroliers restant à récupérer. Aucun format spécifique pour ces rapports n'est défini par la Procédure comptable, ce qui laisse supposer que les opérateurs ont recours à différents formats. Bien que ces rapports puissent être entièrement conformes aux stipulations du CPP, ils augmentent les difficultés pour les fonctionnaires chargés d'examiner les rapports annuels de différents opérateurs. Un troisième (3) état, nécessaire pour le suivi de la récupération des coûts, est l'état de la production du mois (Article 26). Ce rapport indique la part des hydrocarbures produits au cours du mois précédent et la part de la production revenant à chacune des parties, calculée sur une base provisoire conformément aux stipulations du CPP.

Les rapports exigés au Chapitre VII de la Procédure comptable sont conformes aux exigences de nombreux autres pays. L'accent doit être mis à la fois sur l'exactitude des rapports et sur la réconciliation, ainsi que sur les explications, le cas échéant, des écarts par rapport au

[59] En Ouganda, par exemple, les programmes de travaux et les budgets annuels sont examinés deux fois par l'État, d'abord par un comité technique, puis, après d'éventuelles révisions, par le comité d'examen complet.

[60] Voir Article 4.5 Modèle CPP indonésien 2013.

budget initial. Dans certaines juridictions, les Procédures comptables sont plus détaillées relativement au format spécifique et au niveau de détail des rapports requis[61]. L'utilisation de formats normalisés peut s'avérer utile lorsqu'il s'agit de comparer les rapports pour de nombreuses licences.

Droits d'audit

Les CPP et la Procédure comptable précisent le droit de l'État à procéder à des audits des comptes du cost oil (CPP, 8.2 et Procédure comptable, Article 22). Les audits peuvent être entrepris soit par le Ministère des hydrocarbures, soit par une entreprise indépendante. Les déclarations annuelles de coûts sont considérées comme approuvées si l'État n'a pas déposé d'objection dans le délai prévu à cet effet. Plus précisément, l'audit doit être réalisé dans les deux (2) ans suivant la présentation des comptes de fin d'année. Dans la plupart des CPP, les réclamations doivent être soumises au Contracteur dans les 90 jours suivant l'achèvement de l'audit et le Contracteur a jusqu'à 50 jours pour répondre. Ces deux (2) périodes peuvent être prolongées de vingt jours supplémentaires. Dans certains des CPP les plus récents, sans toutefois que cela ne les concerne tous, la période d'achèvement de l'audit peut être étendue à un maximum de trois (3) ans (Article 8.3). Si un différend relatif aux coûts survient et ne peut être résolu, il sera d'abord soumis au Comité de gestion et, en dernier recours, à un arbitrage selon les règles de la Chambre de commerce internationale, conformément à l'Article 28 du CPP.

Ces stipulations relatives à l'audit sont largement conformes aux CPP d'autres juridictions. Le recours à des cabinets d'audit externes pouvant nécessiter beaucoup de temps, la possibilité de prolonger le contrat jusqu'à un maximum de trois (3) ans représente une amélioration importante. L'Inde, par exemple, se réserve le droit de réaliser les audits dans un délai de trois (3) ans, une période plus longue étant possible dans des circonstances exceptionnelles[62]. Certains CPP autorisent l'État à étendre l'audit à des années antérieures supplémentaires si l'audit en cours révèle des erreurs ou des fraudes importantes[63]. Certains CPP autorisent également l'État à demander que les comptes de coûts de l'opérateur soient vérifiés chaque année par un cabinet comptable indépendant[64]. Une telle vérification peut être bénéfique car elle permet aux autorités de disposer d'un audit initial des coûts, mis en œuvre de manière cohérente sur différents projets, à partir duquel l'État peut décider d'entreprendre des audits ultérieurs basés sur les risques et payés par l'État.

---

[61] Pour consulter un exemple d'exigences détaillées en matière de rapports, voir le Modèle de CPP de l'Ouganda 2015, Procédure comptable, Article 6, p. 84-90.

[62] Voir Modèle Indien de contrat de partage de production 2010, Procédure comptable, Article 1.9.1, p. 85.

[63] Voir Modèle angolais de CPP 2014, Annexe C – Procédure comptable, Article 1.5(k), p. 5. « Nonobstant l'expiration de la période de vingt-quatre (24) Mois visée à l'alinéa précédent, s'il existe des preuves que l'Opérateur s'est rendu coupable de faute intentionnelle ou de négligence grave dans la conduite des Opérations Pétrolières pendant les périodes expirées, Sonangol aura le droit de procéder à des audits supplémentaires concernant ces périodes. »

[64] Par exemple, le CPP kényan prévoit que le Contracteur soumette chaque année un audit indépendant des coûts. Voir Modèle kényan CPP 2019, Procédure comptable Article 1.4.5 (Disponible à la page 328 de la loi consolidée sur le pétrole et le modèle CPP).

Accès à la Documentation

Les audits dépendent de l'accès aux données et à la documentation requises. L'Article 3 de la Procédure comptable stipule que le système comptable du Contracteur doit regrouper les coûts selon les grandes catégories de coûts définies dans le CPP : exploration, développement, exploitation et démantèlement. Conformément aux bonnes pratiques, l'Article 3 exige que tous les documents justificatifs soient conservés en RC et soient fournis aux auditeurs sur demande. Pour les documents qui ne sont pas conservés dans le pays, tels que certains frais d'affiliation, l'Article 22 permet de certifier que ces coûts ont été facturés sans profit par une société internationale.

8.1.2 Stipulations relatives aux coûts de la Procédure comptable

La Procédure comptable précise normalement les coûts explicitement récupérables et ceux qui ne le sont pas. Dans les cas où un élément n'est pas spécifié, les CPP font souvent référence à des coûts appropriés, nécessaires, économiques ou conformes aux pratiques normales de l'industrie pétrolière. Après analyse de la liste des coûts non récupérables, nous évaluons les stipulations de la Procédure comptable liées à certaines des questions les plus litigieuses, notamment les frais des sociétés affiliées, les coûts de financement, les frais généraux de la société mère et les intérêts sur les soldes de récupération des coûts et les stocks.

Liste des coûts non récupérables

Les bonnes pratiques exigent la mention d'une série de coûts qui sont spécifiquement non récupérables. Cela permet non seulement de protéger les intérêts de l'État en matière de revenus, mais également d'éliminer les questions susceptibles de donner lieu à des litiges. Les coûts non récupérables sont définis à l'Article 15 de la Procédure comptable. Cet article contient plusieurs stipulations importantes, notamment la catégorie générale des coûts non liés aux travaux pétroliers, et des coûts spécifiques, notamment la redevance minière et l'impôt sur les sociétés, les pénalités financières imposées au Contracteur, certains coûts de financement et les pertes de change. Les frais d'arbitrage du Contracteur, bien que non précisés à l'Article 15, sont définis comme non récupérables dans le CPP. Cependant, d'autres coûts parfois identifiés comme non récupérables dans d'autres juridictions, et notamment les coûts encourus avant la date d'entrée en vigueur du contrat, les coûts encourus au-delà du point de livraison, les coûts associés à l'acquisition et à la vente d'actifs, les coûts de constitution de sociétés, de partenariats, de coentreprises, les coûts associés à la publicité et les dons, ne sont pas spécifiquement identifiés comme non récupérables dans le CPP congolais. Les budgets pour les projets sociaux, souvent sujets à controverse dans un certain nombre de juridictions car considérés comme un moyen de promouvoir la marque de la société avec les ressources de l'État, ne sont exclus que dans certains CPP. Face à la hausse des coûts et à la baisse des revenus, l'Indonésie a publié de nouvelles réglementations en 2010, qui identifient 22 catégories spécifiques de coûts comme non récupérables[65].

[65] « Government Regulation concerning Cost Recovery and Provisions on Income Tax in Oil and Gas Activities » (Réglementation gouvernementale No. 79/2010).

Frais des sociétés affiliées

Les frais découlant de transactions avec des sociétés affiliées peuvent être controversés, car il est souvent difficile de s'assurer que ces frais correspondent effectivement aux prix pratiqués sur le marché. La bonne pratique impliquerait de préciser soigneusement les types de frais qui peuvent être inclus et ceux qui ne le peuvent pas, de préciser qu'ils sont limités aux activités d'assistance technique et d'exclure spécifiquement les coûts qui doivent être couverts par les frais de la société mère. Des stipulations spécifiques doivent être prévues pour les taux journaliers (ces derniers doivent-il recevoir l'approbation de l'État), les frais de commercialisation (sont-ils récupérables, sont-ils inclus dans le prix fiscal), et les frais de non-opérateur (quels frais, le cas échéant, sont récupérables). Dans le CPP angolais, par exemple, des stipulations détaillées mentionnent l'examen et l'approbation par l'État des ordres de travail, des estimations d'heures et des taux horaires[66].

Les stipulations du CPP congolais et de la Procédure comptable relatives aux frais des sociétés affiliées sont assez générales. Par exemple, elles n'excluent pas les coûts devant être couverts par les frais généraux de la société mère (voir section ci-dessous), il n'y a aucune référence aux frais de commercialisation et à leur récupération ou au fait qu'ils entraînent une réduction du prix fiscal, ni de référence aux coûts non liés à l'exploitation.

Frais généraux de la société mère

Les frais généraux de la société mère, incluant les services administratifs, de gestion, financiers et commerciaux, constituent également une catégorie de coûts souvent controversée entre les États et les compagnies pétrolières en raison de la difficulté à les contrôler et de la facilité à les surestimer. Comme leurs fonctions sont exercées en dehors du pays producteur, ces frais sont particulièrement difficiles à contrôler et à auditer. L'approche habituelle consiste à délimiter clairement ces coûts, puis à rembourser le Contracteur par le biais d'un pourcentage fixe des coûts globaux. Sans une délimitation claire des frais généraux de la société mère ne pouvant être facturés directement, ce type de plafond devient un avantage net pour le Contracteur en tant que simple pourcentage de majoration sur toutes les dépenses. Par exemple, les Procédures comptables angolaises prévoient une liste claire et exhaustive des coûts qui doivent être couverts par les frais généraux de la société mère et qui ne peuvent pas être récupérés sous d'autres catégories[67].

Les CPP congolais prévoient un plafond pour les frais généraux de la société mère, avec des pourcentages allant de 1,5 % à 3 %. Pour les contrats plus récents, différents pourcentages sont associés à différents types de coûts (Marine XII prévoit 2% pour les coûts d'exploration et de 1,5 % pour les coûts de développement, d'exploitation et de démantèlement). Pour les contrats plus anciens, différents pourcentages sont appliqués à différentes valeurs en

---

[66] Voir modèle Angola CPP 2014, Annexe C – Procédure comptable, Article 2.4 IV-VI, p. 8-9.

[67] La liste inclut « la gestion, le conseil en marché, les négociations, les révisions et la supervision des contrats, les banques, la facturation, les crédits, les comptes, les services généraux, les communications, les méthodes, les procédures et contrôles internes, les avancées technologiques résultant de la recherche scientifique dans divers domaines, l'assurance et l'assistance juridique, l'assistance aux personnalités, l'assistance aux agents en formation et la sécurité des opérations.» Voir modèle Angola CPP 2014, Annexe C - Procédure comptable, Article 2.4 XII, p. 9.

dollars (Marine VI-VII : 3 % pour les premiers 10 millions de dollars, 2 % pour les 10-30 millions de dollars et 1 % pour les frais supérieurs à 30 millions de dollars). Toutefois, contrairement au CPP angolais, il n'existe aucune restriction à la facturation directe des frais généraux de la société mère. Il semble donc que ces stipulations relatives aux frais généraux constituent en fait une simple majoration des dépenses des Contracteurs.

Coûts de financement

Il existe différentes approches pour compenser le Contracteur relativement à la valeur temporelle de l'argent liée à ses investissements. Dans certaines juridictions, les coûts associés au financement sont clairement définis comme non récupérables[68]. Dans d'autres juridictions, il a été décidé d'indemniser le Contracteur pour la valeur temporelle de l'argent, car les coûts de l'investissement initial ne seront récupérés que dans les années suivantes. Cela peut se faire par le biais d'une « majoration » ou en autorisant la récupération des coûts de financement.

L'approche recommandée permettant de compenser les Contracteurs pour la valeur temporelle de l'argent consiste en une majoration des dépenses d'investissement. L'Angola, par exemple, a prévu une majoration de 50 % des dépenses d'investissement dans les contrats les plus anciens, ce pourcentage étant ramené à 20 % dans certains contrats plus récents[69]. L'avantage d'une majoration est qu'elle définit clairement l'incitation sans faire référence aux ratios dette/fonds propres, aux taux d'intérêt ou aux prêteurs affiliés.

La récupération des coûts de financement est une question controversée, qui a eu un impact négatif sur les revenus de l'État dans d'autres juridictions, le financement par Chevron d'un projet GNL en Australie étant un cas souvent mentionné[70]. Lorsque des sociétés affiliées apportent le financement, il est possible que des taux d'endettement élevés, combinés à des taux d'intérêt élevés, permettent de transférer les bénéfices hors du pays producteur. Compte tenu de ces risques, les juridictions qui autorisent la récupération des coûts de financement restreignent souvent les ratios d'endettement, limitent les taux d'intérêt, imposent des règles spéciales pour le financement par des sociétés affiliées et requièrent une approbation spécifique de l'État.

Dans les CPP congolais, les coûts de financement des sociétés affiliées figurent souvent sur la liste des coûts non récupérables (Procédure comptable, article 15), bien qu'il y ait normalement une référence aux stipulations d'un article précédent (13.8). Dans de nombreux CPP, et notamment pour Marine XII, l'Article 13.8 de la Procédure comptable autorise spécifiquement la récupération de 100 % des coûts de financement, y compris ceux des sociétés affiliées[71]. Il semblerait donc que la plupart des CPP congolais permettent la

[68] Modèle de contrat de partage de la production 2010, Procédure comptable Article 3.2, p. 94.

[69] Voir Angola's E&P Fiscal Regime in a Global Context, Wood Mackenzie, 2006, p.3.

[70] Voir « Chevron case: ATO wins landmark transfer pricing case, » The Tax Institute, 2017.

[71] Les intérêts, agios, commissions, courtages et autres charges financières, encourues par le Contracteur, y compris auprès des sociétés affiliées au titre des dettes, emprunts et autres moyens

récupération des coûts de financement sans aucune restriction. Comme il s'agit d'un domaine à risque important, les coûts de financement pourraient être un domaine prioritaire pour les audits de coûts, et il pourrait être envisagé de développer des limites concernant la récupération des coûts de financement ou, de préférence, d'introduire une majoration pour mieux contrôler cet incitation à l'investissement[72].

Intérêts sur les soldes de récupération des coûts et des inventaires

Outre le fait que les coûts de financement soient récupérables, les CPP congolais comportent des stipulations supplémentaires compensant le Contracteur pour la valeur temporelle de l'argent. Premièrement, les CPP prévoient le versement d'intérêts sur le solde impayé de la récupération des coûts. Les coûts qui ne peuvent être récupérés au cours de l'année où ils ont été engagés sont reportés sur les années suivantes. La valeur de ces coûts non récupérés doit être augmentée selon le même indice d'inflation que celui utilisé pour le prix haut (CPP, Article 10.4)[73]. Deuxièmement, la valeur des inventaires doit être augmentée pour le Libor +1,5 % (Procédure comptable, Article 12.2). Dans certains CPP, cette stipulation est absente, tandis que dans d'autres, le taux est le Libor + 2,5 %. Ces stipulations sont inhabituelles, car elles semblent être cumulatives. Comme décrit ci-dessus, les coûts de financement, même avec des sociétés affiliées, sont en général récupérables. Les soldes impayés des coûts récupérables, susceptibles d'inclure ces mêmes coûts de financement, sont alors gonflés. De même, la valeur des inventaires peut être augmentée et gonflée dans le cadre du report de la récupération des coûts. Bien que ces avantages cumulés semblent être conformes aux stipulations des CPP, ces questions pourraient faire l'objet d'un audit des coûts afin de quantifier l'ampleur des coûts supplémentaires.

8.1.3 Conclusions sur les Procédures comptables

Dans la plupart des juridictions, les Procédures comptables peuvent être actualisées occasionnellement, généralement lorsque de nouveaux modèles de CPP sont préparés avant les cycles d'octroi de licences. Il en résulte un haut degré d'uniformité des stipulations des Procédures comptables entre les différents CPP. Lorsque des modifications importantes sont apportées, elles visent normalement à renforcer les règles du point de vue de l'État, souvent en raison de difficultés rencontrées dans des expériences passées.

En revanche, il existe un degré élevé de variation entre les stipulations relatives aux Procédures comptables associées aux CPP congolais. Bien que dans certains cas, les CPP les plus récents contiennent des stipulations plus strictes, comme avec l'exigence d'une approbation préalable de l'État en cas de dépassement des coûts, dans d'autres cas, la raison de la variation n'est pas évidente, comme c'est le cas avec les modifications dans la séquence des catégories de coûts pour la récupération des coûts. En outre, même dans les CPP les plus récents, des questions largement reconnues dans l'industrie comme sources de controverse et de perte de revenus pour l'État n'ont pas été abordées, notamment les

---

de financement liés aux travaux pétroliers sont imputés aux coûts pétroliers conformément à l'Article 7.3 du contrat.

[72] Le Kenya, par exemple, est passé à une augmentation de 15 % dans son Modèle Kényan CPP 2019, Article 36.3 (Disponible à la page 305 de la loi consolidée sur le pétrole et le modèle CPP).

[73] L'indice d'inflation est le même que celui utilisé pour l'inflation du prix haut.

limites sur les coûts de financement, l'exclusion de la charge directe des frais généraux de la société mère et le traitement des frais de commercialisation. Tout comme la grande variation des modalités fiscales, cette variation introduit un niveau extrême de discrétion dans les négociations contractuelles et complique considérablement l'administration des revenus et l'audit des coûts.

8.2 Évaluation de l'audit congolais des coûts amont

Les TdR exigent une évaluation des procédures d'audit des coûts et une analyse des rapports d'audit récents.

Il semble qu'avant 2003, l'audit des coûts pétroliers amont était effectué par la DGH. Nous n'avons pas d'information relative à la fréquence de réalisation de ces audits, ni s'ils ont permis de contrôler efficacement les coûts. Certains rapports d'audit ont été publiés par l'État pour la période 2003-04. Une analyse de ces rapports indique que les auditeurs ont identifié des coûts qui, selon eux, devaient être rejetés[74]. Les sources d'information disponibles ne précisent toutefois pas si des mesures de suivi ont été prises par l'État à la suite de ces audits.

Malheureusement, nous n'avons reçu que peu de données sur lesquelles baser notre évaluation des pratiques d'audit des coûts en RC. Relativement aux procédures, nous avons reçu une copie des Termes de référence utilisés pour mandater des entreprises externes aux fins de conduire des audits de coûts (analysés ci-dessous). Nous n'avons reçu aucune copie des rapports d'audit. Bien que nous comprenons que des audits des coûts sont effectués chaque année, nous ne sommes pas en mesure d'analyser en détail les procédures, la qualité ou les conclusions des audits récents.

La présente section présente un examen des bonnes pratiques en matière d'audit des coûts en se référant aux pratiques en vigueur dans d'autres juridictions, ainsi qu'une analyse des Termes de référence utilisés pour mandater des audits des coûts en RC.

8.2.1 Caractéristiques des processus efficaces d'audit des coûts

Dans un système de partage de production, il est essentiel de s'assurer que seuls les coûts éligibles sont récupérés par le Contracteur afin de protéger la part des revenus de l'État. Cependant, le simple fait de commander des audits de coûts n'est pas suffisant. Les audits doivent être conçus pour répondre aux risques propres au secteur et au projet, et un suivi doit être assuré pour garantir que les exceptions à l'audit sont acceptées par le Contracteur et déduites du solde de récupération des coûts correspondant.

L'objectif d'un audit des coûts est de s'assurer que les demandes de récupération des coûts par le Contracteur sont traitées en conformité avec le CPP. Un audit approfondi des coûts doit donc :

- Vérifier que les coûts réclamés pour la récupération des coûts dans le cadre du CPP sont des dépenses admissibles et qu'ils sont répartis de manière appropriée entre les zones délimitées (ring-fenced) lorsque l'exploitant possède plus d'une licence.

[74] Examining the crude details: Government audits of oil and gas project costs to maximize revenue collection, Oxfam, 2018, p. 9.

- Vérifier que ces coûts sont directement attribuables aux opérations pétrolières et qu'ils ont été réellement encourus.
- Vérifier que les coûts déclarés ne dépassent pas les budgets annuels approuvés et, le cas échéant, l'approbation des révisions de ces budgets au cours de l'année.
- Vérifier le respect des procédures mises en place pour l'émission des contrats.
- Vérifier que les frais des sociétés affiliées sont justes et raisonnables et que les prix sont conformes à ceux pratiqués dans des conditions de concurrence normale.
- Vérifier que les frais généraux de la compagnie sont limités à ceux raisonnablement attribuables aux opérations et généralement pratiqués dans l'industrie pétrolière.
- Vérifier que les coûts réclamés sont corrects et supportés par une documentation raisonnable et suffisante.

Les audits de coûts sont parfois élargis pour inclure l'audit d'autres stipulations du CPP. Dans certains cas, cela inclut l'audit des calculs et des droits pétroliers qui en résultent pour chacun des instruments fiscaux. Les audits peuvent également porter sur le respect d'autres exigences du CPP, telles que les appels d'offres, les exigences en matière de contenu local et les approbations ministérielles. Ils peuvent enfin porter sur les contrôles internes de l'opérateur conçus pour garantir le respect des délégations de pouvoir, la séparation des tâches, les lois anti-corruption, les réglementations sur les devises et les importations/exportations et les réglementations sur l'emploi.

Mise en place d'audits de coûts

Dans certains pays, les audits de coûts sont effectués par des fonctionnaires étatiques. C'est le cas, par exemple, en Tanzanie, où les audits de coûts ont été réalisés par la compagnie pétrolière nationale (TPDC) en sa qualité de régulateur du secteur, et en Ouganda, où les audits sont menés par le Bureau de l'auditeur général. Il peut être plus habituel, compte tenu de la nature hautement technique de la tâche, que les audits soient confiés à des entreprises établies. L'Angola, la Guinée équatoriale, le Kenya, le Mozambique et la Guyane en sont des parfaits exemples.

Bien que des audits de récupération des coûts soient couramment réalisés, il n'existe pas de normes internationales sur la manière dont ils doivent être effectués. Par conséquent, des Termes de Références adaptés et clairs sont nécessaires, et une supervision étatique étendue est requise pour garantir que l'audit couvre toutes les questions essentielles et soit mis en œuvre de manière approfondie.

Le Ministère des Hydrocarbures de la RC a préparé des Termes de Référence pour l'audit des coûts pétroliers amont en 2018[75]. De manière générale, ces Termes de référence sont relativement complets et conformes aux bonnes pratiques internationales. Il est important de noter qu'ils prévoient non seulement l'audit des coûts, mais également un rapprochement des déclarations de coûts avec les coûts pétroliers récupérés par le Contracteur. Certains éléments et domaines de ces Termes de Référence nécessitent toutefois une plus grande clarté. Même si les Termes de Référence fournissent des orientations détaillées sur les tâches de l'auditeur, la bonne pratique impose normalement de s'assurer que les évaluations des risques sont mises à jour sur la base des résultats des audits précédents et de l'évolution de la dynamique du secteur qui pourrait donner lieu à de

[75] Termes de Référence de l'Audit des Coûts Pétroliers, Ministère des Hydrocarbures, 2018.

nouveaux domaines de préoccupation. Cependant, aucun de ces éléments n'est spécifiquement mentionné dans les Termes de Référence. Bien qu'il puisse sembler important d'auditer chaque licence de la même manière chaque année, cette approche se révèle très inefficace. Une fois les audits de base effectués, les audits des années suivantes devraient cibler les domaines problématiques identifiés les années précédentes. En outre, bien que les seuils de matérialité soient un élément clé de l'audit des coûts, aucune directive n'est donnée dans les Termes de Référence. Enfin, les Termes de Référence n'incluent pas l'obligation de former le personnel du Ministère des Hydrocarbures. Si la RC peut envisager de continuer à sous-traiter l'audit des coûts à proprement dit, le système plus large de contrôle des coûts se trouverait amélioré par le renforcement des capacités du Ministère.

Conduite des audits de coûts

Un risque existe que les audits de coûts deviennent des exercices pro-forma qui, en pratique, ne protègent guère les intérêts des revenus de l'État. En effet, l'audit des coûts pétroliers amont étant très technique, les équipes d'audit des coûts se doivent de posséder l'expertise nécessaire et les ressources adéquates. Tous les rapports d'audit doivent clairement définir la portée de l'audit, définir les seuils d'importance, inclure des évaluations des risques de non-conformité et établir un plan d'audit clair comprenant les procédures proposées qui répondent directement aux domaines de risque identifiés. Parmi les facteurs importants d'un tel audit des risques, nous pouvons citer l'ampleur des dépenses liées à la licence, les preuves de dépassements de budget importants, le passage de la phase d'exploration à la phase de développement ou de la phase de développement à la phase de production, un changement de système comptable ou de méthode d'allocation par l'opérateur. L'audit d'évaluation des risques doit s'appuyer sur les audits précédents réalisés pour la licence spécifique et pour d'autres licences avec les mêmes opérateurs. Par conséquent, une progression claire devrait être évidente lors de l'examen des audits de coûts pour des licences/opérateurs spécifiques sur plusieurs années.

Suivi des conclusions de l'audit

Lorsque l'auditeur a identifié les domaines problématiques, l'opérateur a normalement la possibilité d'y apporter des réponses détaillées. Sur la base de ces réponses, l'auditeur procède à une évaluation finale et publie un rapport d'audit. Ce rapport documente une série d'exceptions, souvent divisées en deux (2) grandes catégories : les coûts dont l'auditeur conclut qu'ils ne devraient pas être récupérables, et les coûts pour lesquels une documentation justificative insuffisante a été fournie.

Les audits de coûts, en particulier lorsqu'ils sont effectués pour la première fois pour une licence ou un opérateur donné, peuvent permettre d'imposer une plus grande discipline aux demandes de récupération de coûts des années suivantes. Toutefois, avec le temps, la protection des intérêts de l'État en matière de revenus exige que l'État s'assure que des ajustements fondés sur les exceptions de la vérification sont apportés au solde de récupération des coûts. Il apparait que, dans certaines juridictions, l'État n'assure aucun suivi après avoir pris connaissance des conclusions des audits.

Il est également commun que les opérateurs contestent la validité des conclusions de l'auditeur. Les ajustements du solde de coûts font donc souvent l'objet de négociations post-audit entre l'État et l'opérateur. Nous pouvons donc nous attendre à ce que les bonnes pratiques exigent la convocation de réunions d'exception sur l'audit des coûts. Pour les États

disposant de plusieurs licences, des rapports récapitulatifs doivent être préparés chaque année pour documenter l'état du processus de récupération des coûts, y compris les ajustements apportés aux soldes de récupération des coûts sur la base des audits précédents et les exceptions d'audit en suspens qui font encore l'objet de négociations. Ce rapport sommaire devrait également documenter les clarifications sur les interprétations des procédures comptables du CPP qui ont émergé du processus d'audit. Pour les différends plus fondamentaux, l'État doit être prêt à invoquer les clauses d'arbitrage du CPP pour défendre ses intérêts en matière de revenus.

Compte tenu de l'intérêt croissant pour la divulgation des coûts des projets (Voir la partie III ci-dessus), les États pourraient également envisager de divulguer les résultats des audits de récupération des coûts. La publication des audits 2004-05 par le ministère des Finances constitue un précédent utile. Comme décrit ci-dessus, bien que la divulgation des rapports d'audit puisse être utile, il pourrait être plus important de communiquer les résultats du processus d'audit, y compris les ajustements au solde de récupération des coûts, comme cela a été fait récemment au Mozambique[76].

8.3 Conclusion : L'audit comme élément du contrôle des coûts

L'audit des coûts est une composante importante du contrôle des coûts. Il y a cependant des limites aux actions pouvant être entreprises après que les coûts aient été engagés et que les demandes de récupération des coûts aient été soumises.

Dans la pratique, les stipulations des CPP et des Procédures comptables connexes sont souvent insuffisamment élaborées pour justifier le rejet de toutes les demandes de récupération des coûts, sauf les plus évidentes, présentées par le Contracteur. Sur certaines des questions les plus controversées, les stipulations des CPP et des Procédures comptables congolais sont soit imprécises, soit muettes. La grande disparité dans les stipulations contractuelles en RC rend l'audit des coûts inefficace et augmente la charge de l'administrateur étatique.

Les ajustements d'audit sont les plus faciles lorsque le Contracteur a cherché à réclamer une catégorie de coûts que le contrat identifie spécifiquement comme non récupérable. La liste des coûts non récupérables dans les Procédures comptables congolaises contient certains éléments importants, mais en oublie également beaucoup. Les ajustements d'audit peuvent également être relativement simples pour les coûts non approuvés et les dépassements de coûts si le CPP indique clairement qu'il s'agit d'une condition pour que les coûts soient récupérables. Cependant, pour les licences congolaises les plus importantes, l'approbation de l'État n'est pas nécessaire pour que les coûts, ou même les dépassements de coûts, soient récupérés.

Les cas les plus difficiles sont ceux où les transactions entre sociétés affiliées semblent être plus élevées que ce qu'elles auraient dû être si de telles sociétés avaient été véritablement indépendantes. L'avis d'un expert, même étayé par des analyses comparatives, est rarement suffisant pour convaincre l'opérateur que les coûts ont été surévalués et doivent être revus à la baisse. Des stipulations contractuelles communes visant à limiter ce type d'abus, telles

[76] Voir le Rapport ITIE 2019, Mozambique, p. 107 et le Résumé des conclusions de l'audit conduit par le régulateur INP.

que des limites ou des plafonds pour la récupération des coûts de financement ou une liste claire des frais généraux de la société mère qui ne peuvent être facturés directement, n'existent pas dans les CPP congolais.

Lorsque les audits identifient des coûts jugés non récupérables, un suivi par l'État est essentiel pour garantir une bonne proportion des revenus de l'État. Cela se traduit souvent par de longues négociations avec le Contracteur. Dans certains cas, ces négociations conduisent à invoquer les clauses de résolution des litiges présentes dans les contrats, y compris le recours à des experts indépendants, à l'arbitrage international ou aux tribunaux.

Bien qu'ils puissent s'avérer inefficaces, de tels efforts peuvent toutefois avoir un impact important sur les revenus de l'État. Au Kazakhstan, par exemple, les différends relatifs au CPP et aux coûts du projet ont entraîné le versement de milliards de dollars supplémentaires au profit de l'État. Le champ pétrolifère de Kashagan compte parmi les plus grandes découvertes de ces 50 dernières années. Eni, en tant qu'opérateur, a dirigé le développement du projet, dont le coût total est passé d'une estimation de 57 à 136 milliards de dollars[77]. Un litige initial sur les dépassements de coûts a donné lieu au paiement d'un montant compris entre 2 et 4 milliards de dollars au profit de l'État en 2008. Un litige ultérieur, qui a débuté en 2016, a été résolu par arbitrage en 2020 avec un paiement supplémentaire au profit de l'État de 1,3 milliard de dollars et des ajustements apportés au CPP, qui devraient augmenter la part des revenus de l'État de 600 millions de dollars supplémentaires[78].

Il existe peu d'informations sur les procédures en vigueur en RC pour entreprendre des audits de coûts, notamment pour s'assurer qu'ils sont fondés sur les risques ; ou sur le suivi des rapports d'audit, y compris l'échelle des ajustements des soldes de récupération des coûts. Des rapports annuels devraient être préparés, résumant l'état des ajustements apportés aux soldes de récupération des coûts et les exceptions d'audit en suspens pour toutes les licences. Un résumé d'un tel rapport devrait également être rendu accessible au public.

Les audits trouvent éventuellement une plus grande utilité pour apporter de la discipline au contrôle des coûts futurs. Les audits peuvent aider les États à identifier les risques de revenus associés à leur projet et les faiblesses de leur cadre juridique pour le contrôle des coûts. De ce point de vue, la preuve de la valeur des audits réside moins dans l'ampleur des coûts rejetés que dans le renforcement des systèmes de contrôle des coûts. Ces mesures peuvent inclure le renforcement des procédures comptables, des audits basés sur le risque toujours plus ciblé, un rapprochement minutieux des dépenses réelles avec les budgets approuvés effectué immédiatement après la fin de l'année. Le contrôle des coûts avant que les dépenses ne soient effectuées demeure l'élément le plus important. Bien que les stipulations relatives à l'approbation explicite par l'État des budgets et des dépassements de coûts potentiels soient encore faibles dans la plupart des CPP congolais, il existe de nombreuses manières de limiter les coûts en examinant et en contestant les budgets proposés, tant pour les plans de développement des nouveaux projets/phases que pour les programmes de travaux et budgets annuels.

---

[77] Kashagan oil dispute settled, Kazakhs get equal role, Reuters, 14 janvier 2008.

[78] Karachaganak partners settle dispute with Kazakhstan, Argus, 14 décembre 2020.

PARTIE IV – VENTES PÉTROLIÈRES

Le prix du pétrole brut a un impact considérable sur le secteur pétrolier congolais et sur les revenus de l'État. Des prix pétroliers élevés permettent d'inciter les nouveaux investissements, entraînant ainsi des niveaux plus élevés de production pétrolière future. Du point de vue des revenus de l'État, le prix de vente a deux (2) effets principaux. Premièrement, le prix des ventes pétrolières affecte le prix fixé établi chaque mois pour chaque qualité de brut. Le prix fixé est utilisé pour déterminer la valeur de la PID en dollars, pour convertir les dollars de la récupération des coûts en barils de pétrole et pour définir la part de production, le cas échéant, entre le prix haut et le prix fixé, sur laquelle le super-profit oil serait alloué. Deuxièmement, le prix de vente détermine la valeur du pétrole alloué à l'État. Plus précisément, le prix de vente réalisé pour les droits pétroliers de l'État vendus par la SNPC détermine le montant attribué au remboursement des prêts et le montant résiduel qui sera transféré au Trésor.

Les Termes de référence requéraient une analyse multidimensionnelle des ventes pétrolières congolaises, y compris une analyse de la méthodologie pour l'établissement du prix fixé, des pratiques commerciales de ventes pétrolières des compagnies pétrolières privées, une analyse de toutes les ventes pétrolières et des prix de vente réalisés par vendeur et acheteur, une évaluation du mandat de commercialisation de la SNPC dans la vente des droits pétroliers de l'État, et une évaluation des mécanismes utilisés pour atténuer les effets des fluctuations de prix sur les revenus de l'État, incluant la couverture des prix.

L'analyse des ventes pétrolières sera développée en cinq (5) chapitres. Nous fournissons tout d'abord un aperçu des ventes pétrolières par mélange, par vendeur et par acheteur. Deuxièmement, nous effectuons une analyse du prix de vente réalisé des bruts congolais par rapport aux comparateurs internationaux et régionaux et entre différentes sociétés vendant du brut congolais. Troisièmement, nous analysons le prix fixé, notamment en décrivant le cadre juridique, en examinant les données sur les ventes pétrolières afin de déterminer la manière dont le prix fixé est établi, et en effectuant des analyses de sensibilité pour illustrer l'impact potentiel sur les revenus de l'État. Quatrièmement, nous décrivons le mandat de la SNPC pour la commercialisation de la part de l'État et nous analysons la performance de ces ventes pétrolières par rapport aux ventes des compagnies pétrolières privées. Enfin, nous décrivons deux (2) approches ayant été adoptées dans d'autres juridictions afin de gérer la volatilité des prix du pétrole : la couverture des prix et l'utilisation de fonds de stabilisation.

Les rapports ITIE de la RC contiennent des données détaillées sur les ventes pétrolières pour les années 2016-18, avec des informations sur les ventes pétrolières individuelles, notamment le vendeur, l'acheteur, le volume en barils et le prix de vente réalisé. Deux (2) ensembles de données supplémentaires ont été fournis. Des données ont été fournies pour les ventes de la SNPC pour 2019 et 2020. En outre, un autre ensemble de données a été fourni pour les années 2016-2020 pour tous les vendeurs, à l'exclusion de la SNPC. Cet ensemble de données a permis de clarifier certaines des données initiales du Secrétariat permanent de l'ITIE (voir Partie V) et fourni des données sur les périodes de fixation des prix et les différentiels par rapport à Brent, qui ont été utilisées dans les sections ci-dessous. Cependant, ces données supplémentaires ne comprennent pas d'informations sur les acheteurs et ne désagrègent pas les volumes de vente entre les vendeurs dans les

enlèvements conjoints. Lorsque cela était possible, nous avons prolongé l'analyse jusqu'en 2020, bien que dans certaines zones, la période d'analyse soit limitée à 2016-2018. Des descriptions détaillées des données sont fournies dans la Partie V. Les trois (3) ensembles de données sont disponibles à l'Annexe III :

La RC exporte plusieurs produits pétroliers, dont trois (3) mélanges de pétrole, du propane et du butane. L'immense majorité de la production congolaise de pétrole liquide provient de deux (2) mélanges de brut : le Djeno et le Nkossa. Conformément aux termes de référence, l'analyse ci-dessous différencie ces deux (2) mélanges pour tous les cas.

9 RESUME DES VENTES PETROLIERES

Le Djeno et le Nkossa, sont deux (2) mélanges de bruts différents et constituent l'essentiel des exportations de pétrole de la RC. Pour les années 2016-18, années pour lesquelles nous disposons de données complètes, les deux (2) mélanges représentent 89-96 % des exportations de pétrole du pays. Le Djeno représente à lui seul près des trois (3) quarts des ventes pétrolières congolaises durant ces années (Tableau 20). Les années 2019 et 2020 n'ont pas été incluses dans l'analyse, car les données relatives à la production totale de pétrole pour ces années ne sont pas disponibles.

Tableau 20 : Ventes pétrolières de Djeno et Nkossa 2016 – 2018 (rapports ITIE)

	2016	2017	2018	Total
Djeno (bbls)	55 895 532	68 967 752	89 278 947	214 142 231
% de la production de la RC	66,0 %	72,8 %	83,5 %	75,2 %
Nkossa (bbls)	15 165 308	15 186 143	18 289 527	48 640 978
% de la production de la RC	22,8 %	19,5 %	12,4 %	17,6 %
Combiné (bbls)	71 060 840	84 153 895	107 568 474	281 163 090
Pourcentage combiné de la production de la RC	88,9 %	92,3 %	95,9 %	92,8 %

Le Tableau 21 montre les champs producteurs de Djeno et Nkossa, ventilés par opérateur. La plupart des champs ne produisent qu'un seul des deux (2) mélanges. Seuls Néné Banga et Litchendjili produisent à la fois du Djeno et du Nkossa.

Tableau 21 : Champs produisant du Djeno et du Nkossa par opérateur

Opérateur	Champs de production de Djeno	Champs de production de Nkossa
TEPC	Moho Bilondo, Moho Phase 1 bis, Moho Nord, Kombi, Likalala, Libondo, Yanga, Sendji	Nkossa, Nsoko
Eni Congo	Mwafi, Loango, Zatchi, Ikalou, Néné Banga, Litchendjili	Kitina, Djambala, Foukanda, Awa Paloukou, Litchendjili, Néné Banga, Mboundi, Zingali, Loufika, Kouakouala
Perenco	Tchibouela, Tchendo, Litanzi	Tchibeli
Congorep	Emeraude, Likouala	
Wing Wah	Banga Kayo	
SNPC	Mengo Kundi Bindi	
AOGC	Pointe Indienne	
Zenith		Tilapia

9.1 Enlèvements 2016-2020

Les bruts de Djeno et Nkossa transitent tous les deux via le Terminal de Djeno, exploité par TEPC et détenu conjointement par TEPC (63 %) et Eni Congo (37%). Le terminal de Djeno traite environ 220 000 barils par jour. Les cargaisons typiques sont d'environ 920 000 barils.

Le Tableau 22 indique le nombre de cargaisons par an effectuées par les compagnies pétrolières privées pour les qualités de brut Djeno et Nkossa de 2016 à 2020. Ces dernières années, la moyenne mensuelle d'enlèvements des compagnies privées était de six (6) cargaisons de Djeno et d'un peu plus d'une (1) cargaison de Nkossa.

Tableau 22 : Cargaisons de pétrole brut pour Djeno et Nkossa par les IOC 2016-2020

	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Djeno	47	61	73	74	71	326
Nkossa	13	15	16	17	13	74
Combinées	60	76	89	91	84	400

Le Tableau 23 indique le nombre total d'enlèvements en solitaire par la SNPC pour les années 2016-20. Au cours de ces années, la SNPC a enlevé 101 cargaisons de Djeno et 13 cargaisons de Nkossa. Étant donné les plus petits volumes, la plupart des enlèvements de Nkossa ont été effectués conjointement avec Eni Congo, tel que décrit ci-dessous.

Tableau 23 : Cargaisons de pétrole brut pour le Djeno et Nkossa par la SNPC 2016-2020

	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Djeno	14	17	25	25	20	101
Nkossa	3	1	3	3	4	13
Combinées	17	18	28	28	24	114

Toutes les cargaisons sur la période de 2016 à 2018 impliquent au moins un de ces cinq (5) vendeurs : TEPC, Eni Congo, Chevron, Congorep et la SNPC. Ce schéma se poursuit pour 2019 et 2020 pour les quatre (4) compagnies privées. Des résumés des enlèvements de 2016 à 2020 sont fournis pour le Djeno dans le Tableau 24 et pour le Nkossa dans le Tableau 25.

Tableau 24 : Données d'enlèvements Djeno 2016-2020

Djeno	2016	2017	2018	2019	2020	Total	% Solo vs Conjoint
Chevron	4 449 914	10 680 832	15 510 248	16 604 198	14 548 780	**61 793 972**	100,0 %
Congorep							
Solo	5 479 155	2 643 999	1 843 254	-	-	**9 966 408**	24,90 %
Congorep/ Perenco	-	5 410 493	5 490 794	8 314 847	10 909 585	**30 125 719**	75,10 %
Eni Congo							
Solo	-	920 980	920 794	-	921 162	**2 762 936**	5,10 %
Joint – Sous-total	15 686 341	10 740 959	9 115 331	9 178 930	6 401 521	**51 123 082**	94,90 %
- Eni Congo/ New Age	*4 438 506*	*10 740 959*	*9 115 331*	*1 843 061*	-	*26 137 857*	
- Eni Congo /New Age/ Kontinent	*11 247 835*	-	-	-	-	*11 247 835*	
- Eni Congo/Hemla/ Lukoil	-	-	-	*1 801 719*	*5 519 526*	*7 321 246*	
- Eni Congo/ New Age/Hemla	-	-	-	*4 613 185*	-	*4 613 185*	
- Eni Congo/Hemla	-	-	-	*920 965*	*881 995*	*1 802 960*	
TEPC							
Solo	17 295 927	22 501 134	23 684 490	30 320 036	21 198 246	**114 999 832**	69,20 %
Joint – Sous-total	-	966 015	10 078 223	3 642 025	10 926 098	**25 612 361**	30,80 %
- TEPC/ Hemla	-	*966 015*	*10 078 223*	*918 429*	-	*11 962 667*	
- TEPC/ Wing Wah	-	-	-	*2 723 596*	*10 926 098*	*13 649 694*	
SNPC Mandat	12 062 760	13 300 990	20 790 315	21 842 322	17 273 624	**85 270 011**	100,00 %
SNPC AP	921 435	1 802 350	1 845 498	921 503	921 599	**6 412 385**	100,00%

Pour les ventes de Djeno, Chevron vend exclusivement par le biais d'enlèvements en solitaire. Perenco effectue des enlèvements conjoints avec sa coentreprise Congorep depuis leur entrée indépendante dans la production congolaise en 2017. Presque toutes les opérations d'enlèvements de Djeno d'Eni Congo sont effectuées conjointement avec des sociétés telles que Hemla, Lukoil, New Age et Kontinent. La plupart des enlèvements de TEPC se font en solitaire, bien qu'ils aient été effectués conjointement avec Hemla en 2019 et avec Wing-Wah en 2019 et 2020.

Tableau 25 : Données d'enlèvement de Nkossa 2016-2020

Nkossa	2016	2017	2018	2019	2020	Total	% Solo vs Conjoint
Chevron	928 180	1 866 791	1 894 502	1 855 124	952 048	**7 496 646**	100,0 %
Eni Congo							
Solo	-	-	-	-	7 614 233	**7 614 233**	17,0 %
Joint – Sous-total	7 785 281	8 611 460	10 602 231	10 224 029	-	**37 223 000**	83,0 %
- Eni Congo/ New Age/ SNPC AP	*7 785 281*	*8 611 460*	*10 602 231*	*3 881 391*	-	*26 998 972*	
- Eni Congo/ New Age/ SNPC AP	-	-	-	*3 753 721*	-	*3 753 721*	
- Eni Congo/ Hemla/ New Age	-	-	-	*3 710 381*	-	*3 710 381*	
- Eni Congo/ Hemla/New Age	-	-	-	*903 585*	-	*903 585*	
- Eni Congo/ Hemla/Lukoil	-	-	-	*951 225*	-	*951 225*	
- Eni Congo/ Lukoil	-	-	-	*905 117*	-	*905 117*	
Lukoil	-	-	-	-	909 848	**909 848**	100,0 %
TEPC							
Solo	3 852 876	2 894 868	-	-	-	**6 747 744**	39,4 %
Joint – Sous-total	-	906 477	2 891 823	3 700 497	2 896 201	**10 394 997**	60,6 %
- TEPC/ Hemla	-	*906 477*	-	-	-	*906 477*	
- TEPC/ Perenco	-	-	-	*2 805 038*	*2 896 201*	*5 701 239*	
- TEPC/ Perenco/Hemla	-	-	*2 891 823*	*895 459*	-	*3 787 282*	
SNPC Mandat	997 393	-	2 900 971	1 857 508	2 841 305	**8 597 177**	100,0 %
SNPC AP	1 001 495	906 458	-	903 840	950 035	**3 761 918**	100,0 %

Concernant les ventes de Nkossa, Chevron effectue à nouveau des enlèvements en solitaire. Comme pour le Djeno, les ventes de Nkossa d'Eni Congo sont principalement des enlèvements conjoints avec New Age, Hemla et Lukoil. Eni Congo enlève également du Nkossa conjointement avec la SNPC (Activités Propres). En 2020, Lukoil a enlevé une cargaison de Nkossa par ses propres moyens. De son côté, TEPC enlève une partie du Nkossa seule mais également avec Hemla et Perenco. À partir de 2020, Lukoil et Eni Congo ont commencé à procéder à des enlèvements de manière séparée, et le seul accord d'enlèvement conjoint concerne le tandem TEPC/Perenco.

9.2 Ventes pétrolières par vendeur 2016-18

Un classement des ventes pétrolières par vendeur en volume vendu de 2016 à 2018 est fourni pour le Djeno dans la Figure 41 et pour Nkossa dans la Figure 42. Les années 2019 et 2020 n'ont pas été incluses dans le classement, car les données disponibles ne ventilent pas les volumes entre les vendeurs dans les enlèvements conjoints.
Les ventes annuelles par vendeur sont présentées pour

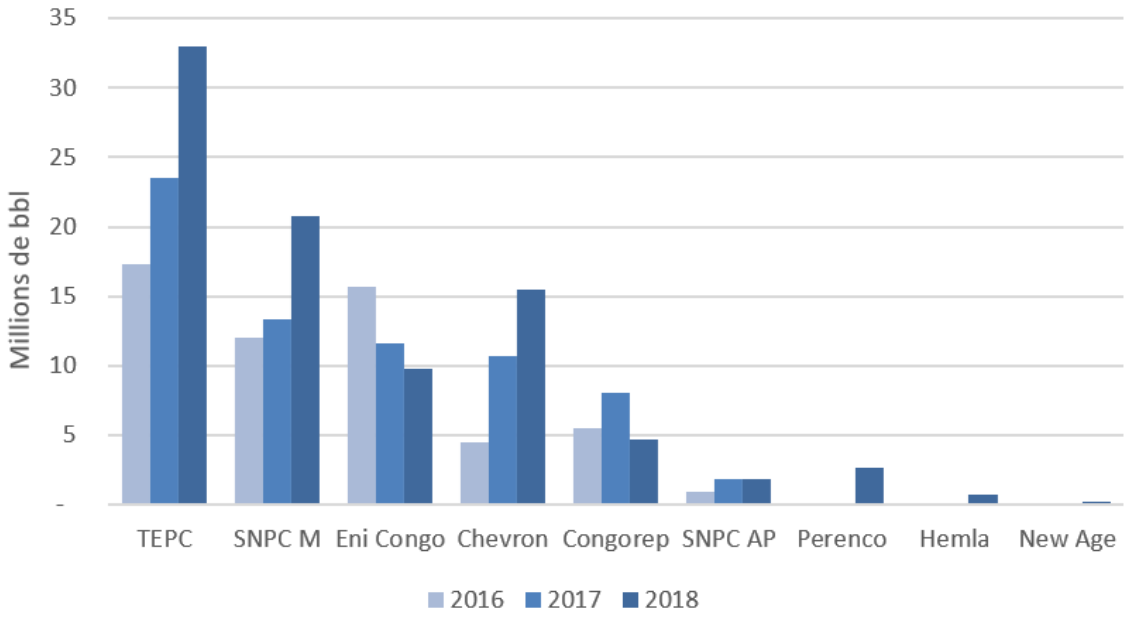


Figure 41 : Ventes de Djeno 2016-2018 par vendeur

La croissance significative des ventes de Djeno de 2016 à 2018 reflète la mise en service de Moho Phase 1 bis fin 2015 et de Moho Nord en 2017 et 2018. Des augmentations significatives de la production de Banga Kayo ont également eu lieu de 2017 à 2018. Certaines variations entre les sociétés peuvent être dues à des transferts de propriété, comme la réattribution des licences PNGF Sud (champs Tchibouela, Tchendo, Litanzi) de TEPC et Eni Congo à Perenco et Hemla. Il convient de relever que la production en baisse d'Eni Congo peut ne pas être exacte en raison d'incohérences dans les rapports en 2016 et 2017[79].

[79] Il semblerait que des enlèvements conjoints en 2016 et 2017 ont été identifiés dans les données de l'ITIE comme des enlèvements en solitaire par Eni Congo.

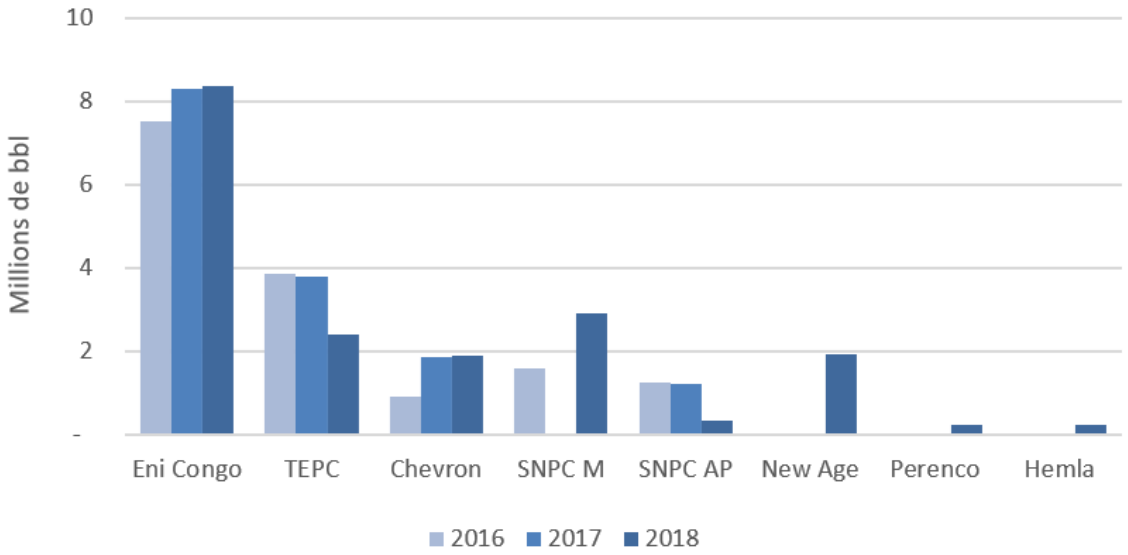


Figure 42 : Ventes de Nkossa 2016-2018 par vendeur

Nous observons une baisse de la production dans certains des champs producteurs les plus anciens, notamment Nkossa et Nsoko. Pour certaines entreprises, notamment Eni Congo, ce déclin a été compensé par l'augmentation de la production de Néné Banga, qui compte également la production de New Age.

9.3 Ventes par acheteur 2016-18

Les ventes pétrolières sont présentées par vendeur et par acheteur pour le Djeno dans le Tableau 26 et pour le Nkossa dans le Tableau 27 pour les années 2016 à 2018, lorsque les données sont disponibles sur les acheteurs.[80]

Quatre (4) vendeurs de Djeno ont vendu leurs droits à leurs filiales commerciales : Eni Congo, TEPC, Chevron et Hemla. New Age a vendu la totalité de ses droits à Eni Congo.

Lors de l'analyse des prix de vente réalisés et de leur comparaison avec le prix fixé, il est important de distinguer les ventes de pleine concurrence (à une partie non affiliée) et les ventes effectuées avec un lien de dépendance (à une partie affiliée). De 2016 à 2018, 66,5 % des ventes de Djeno seraient considérées effectuées avec un lien de dépendance, car elles ont été réalisées au profit de sociétés affiliées.

Congorep et Perenco vendent le Djeno à diverses sociétés de négoce de pétrole et à des banques. Les ventes de SNPC AP sont allées au profit de ABN Amro, Credit Suisse et Glencore. Les ventes de SNPC Mandat sont allées à ces mêmes sociétés ainsi qu'à d'autres sociétés de négoce de pétrole et à des banques.

Tableau 26 : Acheteurs et vendeurs de Djeno 2016-18

Vendeurs et Acheteurs	Cargaisons	Total em barils	% du Volume Total
TEPC	**83**	**73,791,789**	**34.5%**
TotalEnergies Trading S.A.	83	73,791,789	34.5%
SNPC-Mandat	**51**	**46,154,065**	**21.6%**
UNIPEC	15	13,707,377	6.4%
GLENCORE ENERGY	9	8,163,687	3.8%
ABN AMRO BANK NV	8	7,198,547	3.4%
TRAFIGURA	6	5,385,260	2.5%
ZHENHUA OIL CO LTD	5	4,564,125	2.1%
CREDIT SUISSE (SWITZERLAND)	3	2,669,342	1.2%
SHELL INTERNATIONAL	1	919,980	0.4%
GAZPROMBANK (SWITZERLAND)	1	905,942	0.4%
LYNX ENERGY TRADING LTD	1	881,386	0.4%
ORION OIL LIMITED	1	879,245	0.4%
MERCURIA ENERGY TRADING	1	879,175	0.4%
Eni Congo	**41**	**37,154,230**	**17.4%**
ENI TRADING & SHIPPING P.A.	41	37,154,230	17.4%
Chevron	**34**	**30,640,994**	**14.3%**
Chevron Products Company U.S.A.	34	30,640,994	14.3%
Congorep	**23**	**18,224,291**	**8.5%**
ING Belgium Brussels, Geneva	4	3,606,314	1.7%
UNIPEC	3	1,940,441	0.9%
Rabobank International, Singapore	2	1,803,827	0.8%
Repsol Trading S.A.	2	1,802,339	0.8%
Vitol S.A.	2	1,763,622	0.8%
Petroineos Trading Limited	2	1,476,383	0.7%
Barclays Banck PLC, London	1	951,551	0.4%
Belgium, Brussels, Geneva Branch	1	921,438	0.4%
Chevron Products Company U.S.A.	1	880,964	0.4%
GEMOIL PTE LTD	1	835,598	0.4%
SINOCHEM INTERNATIONAL	1	683,152	0.3%
LITASCO AS	1	683,030	0.3%
EQUINOR ASA	1	595,817	0.3%
STATOIL UK LTD	1	279,815	0.1%
SNPC-Activités propres	**5**	**4,569,283**	**2.1%**
ABN AMRO BANK NV	3	2,682,408	1.3%
CREDIT SUISSE (SWITZERLAND)	1	965,440	0.5%
GLENCORE ENERGY	1	921,435	0.4%
Perenco	**8**	**2,643,404**	**1.2%**
UNIPEC	2	828,679	0.4%
STATOIL UK LTD	1	641,949	0.3%
Petroineos Trading Limited	1	366,196	0.2%
EQUINOR ASA	1	285,024	0.1%
LITASCO AS	1	238,459	0.1%
SINOCHEM INTERNATIONAL	1	197,695	0.1%
GEMOIL PTE LTD	1	85,401	0.0%
Hemla	**12**	**734,000**	**0.3%**
Hemla Africa Holding S.A.	12	734,000	0.3%
New Age	**10**	**230,175**	**0.1%**
ENI TRADING & SHIPPING P.A.	10	230,175	0.1%
TOTAL	**267**	**214,142,231**	**100.0%**

[80] Les acheteurs des ventes de Djeno par TEPC en 2016 et de Djeno et Nkossa par Chevron en 2018 n'étaient pas indiqués dans les rapports ITIE. Les informations disponibles pour le reste de la période 2016-18 indiquent toutefois que ces opérateurs ne vendent qu'à des sociétés affiliées. Nous avons donc complété les données sur la base de ces observations.

Quatre (4) vendeurs de Nkossa ont vendu tous leurs droits à leurs filiales commerciales : Eni Congo, TEPC, Chevron et Hemla. Ces ventes à des parties affiliées ont représenté 80 % du total des ventes de Nkossa sur la période de trois (3) ans.

Quatre (4) vendeurs ont négocié avec des sociétés non affiliées. New Age a vendu ses droits à Eni Congo. Perenco a vendu ses droits à TEPC. SNPC AP a vendu une partie de ses droits à Eni Congo ainsi qu'à ABN Amro et BP. SNPC Mandat a vendu ses droits à Crédit Suisse, Shell et Unipec.

Tableau 27 : Vendeurs et acheteurs Nkossa 2016-2018

Vendeurs et Acheteurs	Cargaisons	Total em barils	% du Volume Total
Eni Congo	**28**	**24,192,095**	**49.7%**
ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	28	24,192,095	49.7%
TEPC	**11**	**10,058,043**	**20.7%**
TotalEnergies Trading S.A.	11	10,058,043	20.7%
Chevron	**5**	**4,689,473**	**9.6%**
Chevron Products Company U.S.A.	5	4,689,473	9.6%
SNPC-Mandat	**5**	**4,498,447**	**9.2%**
UNIPEC	3	2,947,000	6.1%
CREDIT SUISSE (SWITZERLAND) LTD	1	951,364	2.0%
SHELL WESTERN	1	600,082	1.2%
SNPC-Activités propres	**28**	**2,799,409**	**5.8%**
BP OIL INTERNATIONAL	1	1,001,495	2.1%
ABN AMRO BANK NV	1	906,548	1.9%
ENI CONGO	26	891,366	1.8%
New Age	**11**	**1,915,510**	**3.9%**
ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	11	1,915,510	3.9%
Perenco	**1**	**250,000**	**0.5%**
TotalEnergies Trading S.A.	1	250,000	0.5%
Hemla	**3**	**238,000**	**0.5%**
Hemla Africa Holding S.A.	3	238,000	0.5%
TOTAL	**92**	**48,640,978**	**100.0%**

Quatre (4) sociétés - TEPC, Eni Congo, Chevron et Hemla - ont vendu la totalité de leur brut de Djeno et Nkossa à des acheteurs affiliés (voir Tableau 28). Cela signifie que 66,5 % des ventes de Djeno et 80,5 % des ventes de Nkossa étaient des transactions avec liens de dépendance.

Tableau 28 : Vendeurs et acheteurs affiliés 2016-2018

Vendeur	Acheteur affilié	Part des ventes de Djeno	Part des ventes de Nkossa
TEPC	TotalEnergies Trading S.A.	34,5 %	20,7 %
Eni Congo S.A.	Eni Trading & Shipping S.p.A.	17,4 %	49,7 %
Chevron Overseas (Congo)	Chevron Products Company U.S.A.	14,3 %	9,6 %
Hemla E&P Congo S.A.	Hemla Africa Holding AS	0,3 %	0,5 %
Part des ventes totales à des sociétés affiliées		**66,5 %**	**80,5 %**

9.4 Résumé des ventes pétrolières par prix réalisé

Les deux (2) graphiques ci-dessous présentent toutes les ventes de Djeno (Figure 43) et de Nkossa (Figure 44) pour les années 2016 à 2020. Les graphiques montrent toutes les ventes réalisées par les compagnies pétrolières privées, ainsi que les ventes pour tous les

enlèvements en solitaire de la SNPC[81]. Ces ventes sont comparées à deux (2) points de référence : une moyenne de cinq (5) jours pour le Brent daté et le prix fixé mensuel pour chaque mélange tel que fourni par le Secrétariat permanent de l'ITIE.

Ces graphiques permettent d'offrir une vue d'ensemble générale. Les chapitres suivants fourniront une analyse plus détaillée, notamment le Chapitre 10 qui compare les prix de vente réalisés par les sociétés privées au Brent daté et aux concurrents régionaux, le Chapitre 11 qui compare le prix de vente réalisé par les sociétés privées au prix fixé mensuel publié, et le Chapitre 12 qui compare le prix de vente réalisé par la SNPC au prix fixé mensuel.

[81] Lorsque la SNPC effectue des enlèvements conjoints, le prix de vente réalisé est le même que pour les compagnies pétrolières privées.

Djeno

La Figure 43 montre le prix de vente réalisé pour toutes les cargaisons de Djeno de 2016 à 2020. Les ventes des compagnies pétrolières privées sont représentées par des points verts. Les ventes de la SNPC sont représentées par des carrés rouges. Le prix de vente réalisé est indiqué par rapport à deux (2) points de référence. La ligne bleue indique le prix moyen sur cinq (5) jours du Brent daté. Il s'agit de la période de tarification associée à 68 % de ces ventes. La ligne en escalier indique le prix fixé mensuel pour le Djeno.

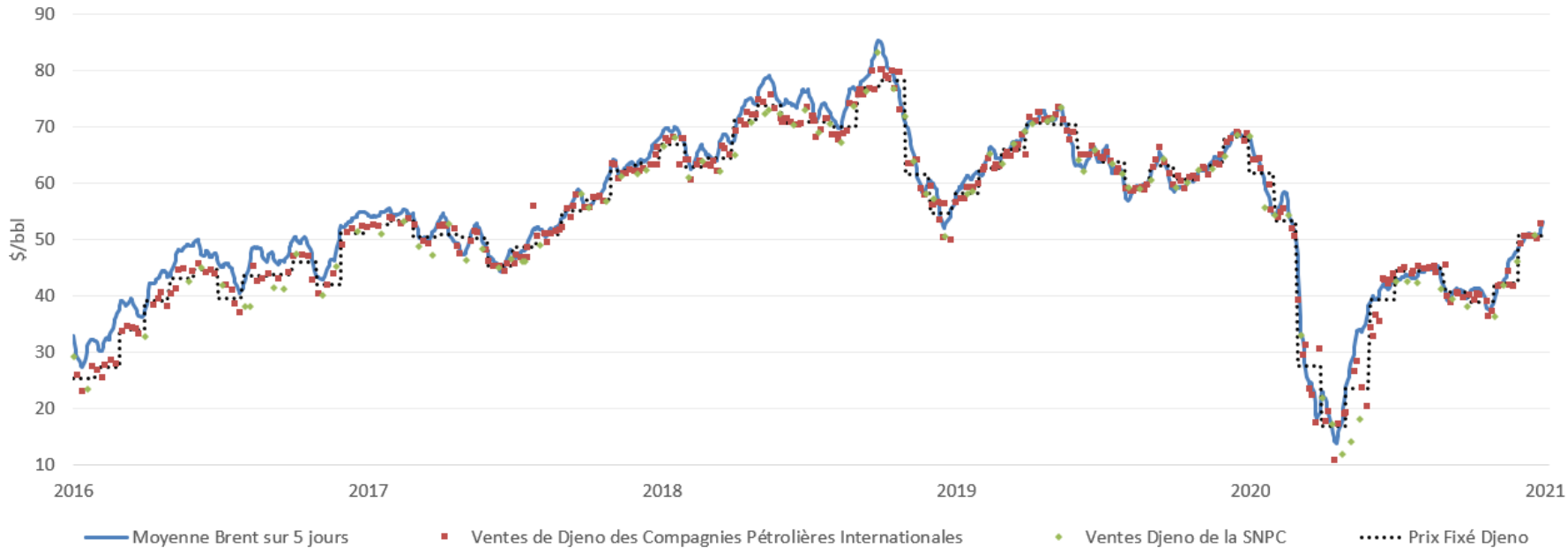


Figure 43 : Ventes de Djeno 2016-2020 comparées à la moyenne Brent sur cinq jours et au prix fixé

Nkossa

La Figure 44 montre les ventes de Nkossa pour 2016-2020 comparées à la moyenne Brent sur cinq (5) jours et au prix fixé. La même Figure 44 montre le prix de vente réalisé de toutes les cargaisons de Nkossa de 2016 à 2020. Les ventes des compagnies pétrolières privées sont représentées par des points verts. Les ventes de la SNPC sont représentées par des carrés rouges. Le prix de vente réalisé est indiqué par rapport à deux (2) points de référence. La ligne bleue indique la moyenne Brent sur cinq (5) jours. La ligne en escalier indique le prix fixé mensuel pour le Nkossa.



Figure 44 : Ventes de Nkossa 2016-2020 comparées à la moyenne Brent sur cinq jours et au prix fixé

10 ANALYSE DU PRIX DE VENTE REALISE

Le prix de vente des bruts congolais dans les données de l'ITIE sont rapportés sur une base franco à bord (FOB), c'est-à-dire la valeur de vente du pétrole au moment de son chargement au terminal de Djeno.

10.1 Données et méthodologie

Le brut de référence pour les ventes pétrolières congolaises est le Brent daté tel que rapporté par Platts. Les prix sont basés sur un prix moyen du Brent daté sur une période donnée moins un différentiel.

De nombreux facteurs rendent cependant impossible toute comparaison directe. Tout d'abord, les transactions ont lieu à des jours différents et sont donc soumises à des conditions de marché différentes. Si l'analyse ci-dessous se base principalement sur des prix moyens mensuels, il est évident que la volatilité des prix peut être importante sur une période d'un mois.

En outre, le brut congolais est vendu sur la base de différentes périodes de prix, notamment la moyenne Brent sur cinq (5) jours à partir de la date du Connaissement maritime (Bill of Lading or “BL”), une moyenne pour une période dans le futur (PF) et une moyenne mensuelle. Chevron, TEPC et Eni Congo vendent principalement sur la base d'un prix sur 5 jours, tandis que Congorep et la vente unique de Lukoil se font sur la base d'une moyenne mensuelle. Il n'y a que 30 exemples de prix à terme (PF), la plupart provenant de TEPC. Un résumé des périodes de fixation des prix est fourni dans le Tableau 29 ci-dessous.

Tableau 29 : Périodes de fixation des prix par vendeur principal 2016-2020

Enleveur principal	5 jours	% 5 jours	% IOC	FP	% PF	% IOC	Moyenne mensuelle	% m. mensuelle	% IOC	Total
Chevron	65	24 %	86 %	2	7 %	3 %	9	9 %	12 %	76
Congorep	2	1 %	5 %	1	3 %	2 %	41	42 %	93 %	44
Eni Congo	72	26 %	68 %	6	20 %	6 %	28	29 %	26 %	106
Lukoil		0 %	0 %		0 %	0 %	1	1 %	100 %	1
TEPC	133	49 %	77 %	21	70 %	12 %	19	19 %	11 %	173
Total	**272**	**100 %**		**30**	**100 %**		**98**	**100 %**		**400**

La difficulté de comparer le prix réalisé en RC par rapport à toute autre qualité de brut s’explique également par les limites propres aux ensembles de données fournis. Bien que la base de données possède un bon niveau de détails individuellement, elle ne fournit aucune information sur le contrat de fret des ventes. En outre, les prix utilisés pour l'analyse comparative sont également des prix évalués par Platts, de sorte qu'ils ne reflètent pas nécessairement les conditions exactes du marché à un moment précis.

10.2 Analyse comparative des bruts congolais

Les références quotidiennes aux prix du pétrole brut font souvent référence à l'un des principaux bruts de référence mondiaux, comme le Brent de la mer du Nord ou le West Texas Intermediate des États-Unis. Il existe toutefois des centaines de qualités différentes de pétrole brut. La valeur de chaque type de brut découle de la valeur des produits qui peuvent être fabriqués avec ce brut. En d'autres termes, la relation entre les prix des différents types de pétrole brut dépend des spécificités techniques des pétroles bruts et de la configuration technique individuelle des raffineries, ainsi que de facteurs géographiques et saisonniers.

Principales caractéristiques de la qualité du brut

Deux (2) qualités principales permettent de différencier un brut d'un autre : sa densité et sa douceur.

La densité d'un brut est mesurée en densité API et peut varier de 10 (très lourd) à 50 (très léger), bien que la plupart des bruts se situent dans une fourchette de 20 à 45. Le brut léger nécessite moins de traitement et donne un pourcentage plus élevé de produits de valeur comme l'essence et le diesel. Le brut lourd a moins de valeur et est utilisé pour produire de l'asphalte et certains produits pétrochimiques.

La teneur en soufre détermine si un brut est considéré comme doux ou acide. Le brut doux a une faible teneur en soufre, bien inférieure à 1 %. Une teneur en soufre plus élevée réduit la valeur du pétrole brut, car elle nécessite un traitement supplémentaire.

Le pétrole brut Brent est la référence pour environ deux (2) tiers du pétrole brut échangé au niveau international et pour la plupart du pétrole produit en Afrique. Les bruts d'Afrique de l'Ouest, qui comprennent la RC et l'Angola, sont négociés contre le prix du Brent daté corrigé par un différentiel : une prime ou un escompte. « Brent daté » fait référence aux cargaisons physiques de pétrole brut en mer du Nord auxquelles ont été attribuées des dates de livraison spécifiques.

Les qualités de brut d'Afrique de l'Ouest bénéficient d'un avantage géographique, avec une proximité similaire des principaux marchés de demande d'Europe, d'Amérique et d'Asie. Cela leur permet de diversifier leurs acheteurs et d'augmenter leurs prix. Comme la plupart des bruts ouest-africains sont de qualité légère ou moyenne, leur rendement en distillats légers ou moyens génère des marges de raffinage favorables. Avec l'augmentation de la production du pétrole de schiste aux États-Unis, les marchés de destination du brut ouest-africain se sont déplacés de l'Amérique du Nord vers l'Europe et l'Asie[82]. Il existe une forte demande de brut ouest-africain de la part des acheteurs asiatiques, en particulier des raffineries chinoises, car la qualité est favorable à leurs raffineries, comparativement moins complexes, et se prête idéalement au mélange avec d'autres bruts.

[82] Voir Oil and Natural Gas in Sub-Saharan Africa, Agence américaine d'information sur l'énergie, 2013, p. 11, et West African crude trade trends and their impact on regional producers, McKinsey, 2015.

Les bruts congolais comparés au Brent

Au sens des CPP, le brut Brent est le brut de référence pour le pétrole congolais. Le Tableau 30 compare les caractéristiques du Brent avec celles du Nkossa et du Djeno[83].

Tableau 30: Caractéristiques de qualité du Djeno et du Nkossa

Type de brut	***Pays***	***Densité API***	***Teneur en soufre***
Mélange Brent	Royaume-Uni	37,5	0,40
Nkossa	RC	41,3	0,04
Djeno	RC	27,6	0,34

Le prix d'un grade de pétrole brut par rapport à un indice de référence détermine théoriquement la différence entre la marge de ce grade de brut physique particulier et la marge du grade Brent daté sur le marché d'Europe occidentale sur une base FOB. La fixation du prix par rapport à une référence telle que le Brent daté aide l'acheteur et le vendeur à calculer leur risque par rapport aux fluctuations de prix.

Un différentiel peut être compris comme la différence entre la moyenne pondérée des bénéfices provenant de tous les produits pétroliers qui peuvent être raffinés à partir d'un baril physique et le coût net du pétrole brut pour une raffinerie. Les différentiels sont utilisés pour comprendre l'équilibre entre l'offre et la demande d'un pétrole brut donné sur le marché physique. Les négociants utilisent le différentiel comme facteur déterminant de la juste valeur du pétrole brut sur les marchés physiques.

10.2.2 Bruts congolais et concurrents régionaux

Il existe plus de vingt pétroles bruts d'Afrique de l'Ouest et du Centre cotés par Platts[84]. Si la plupart de ces bruts proviennent d'Angola et du Nigeria, Platts cite également des bruts du Tchad (Doba) et de la RC (Djeno).

La Figure 45 représente tous les bruts cotés par Platts dans la région en fonction de leur densité (API) et de leur teneur en soufre[85]. À titre de référence, nous avons également ajouté les bruts de la Guinée équatoriale, du Gabon et du Ghana.

[83] Le Brent et le Djeno tels que cités par Platts, Specifications Guide Europe and Africa Crude Oil, 2021, p. 22. Nkossa à partir du mélange N'Kossa, Total.

[84] Platts et d'autres agences de fixation des prix visent à rendre les résultats de la fixation des prix des marchés physiques plus transparents en combinant certaines des activités de commerce physique avec les éléments fondamentaux du marché qui sont censés avoir un impact sur les prix physiques, tels que la dynamique du marché du fret, les propriétés du marché axé sur la demande, etc.

[85] Platts, Specifications Guide Europe and Africa Crude Oil, 2021, p. 22.

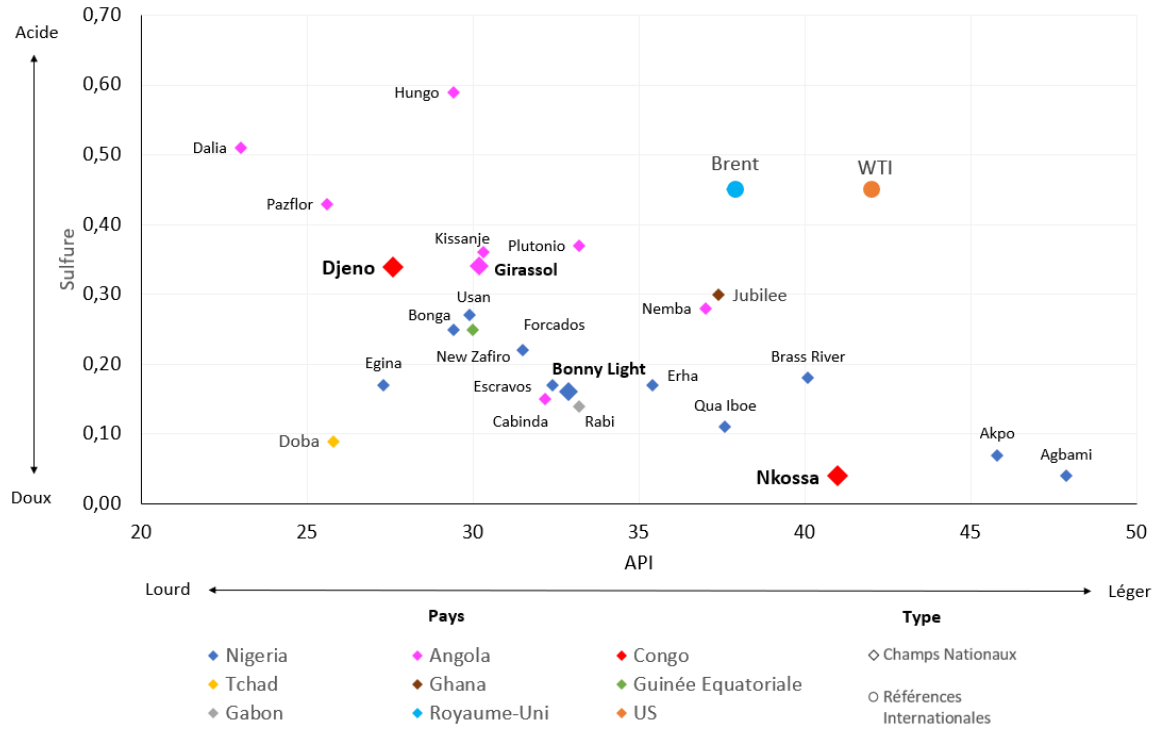


Figure 45 : Caractéristiques comparatives des pétroles bruts - Afrique occidentale et centrale

Comme indiqué dans la Figure 45, la plupart des bruts d'Afrique de l'Ouest se situent dans la gamme des bruts moyens à légers à faible teneur en soufre. En raison de leurs propriétés physiques, la plupart des bruts ouest-africains sont riches en distillats moyens et lourds. Avec une faible teneur en soufre, ces bruts sont favorables à tous les marchés demandeurs de distillats moyens et lourds à faible teneur en soufre, comme l'Europe et l'Asie.

Concernant le transport maritime, l'Afrique de l'Ouest est considérée comme une seule région dans le calcul des coûts de fret. Ainsi, les bruts ouest-africains ont des coûts de fret similaires pour tout lieu de débarquement donné. Comme leurs coûts de fret sont similaires, les seuls facteurs de différenciation de leur juste valeur sont les rendements des produits ou le volume de l'offre. Pendant la période 2016-2020, il s'agissait de qualités de brut demandées. Toute qualité dont le volume d'approvisionnement était plus élevé pouvait bénéficier de meilleurs prix et de meilleures conditions d'achat, car elle était plus en capacité de couvrir une demande plus élevée.

Pour l'analyse ci-dessous, nous avons sélectionné deux (2) bruts de comparaison de qualité comparable (voir Figure 45). Le comparateur sélectionné pour le Djeno est le Girassol d'Angola. Le comparateur sélectionné pour le Nkossa est le Bonny Light du Nigeria. Les prix moyens mensuels de ces deux (2) qualités de brut ont été tirés des données publiées par l'OPEP[86].

[86] Données mensuelles extraites du Bulletin de l'OPEP 2016-2020.

10.2.3 Comparaison des prix de vente réalisés en RC

L'analyse ci-dessous se concentre sur les différentiels des prix réalisés des bruts congolais par rapport à d'autres références qui pourraient effectivement ou théoriquement être utilisées pour déterminer la juste valeur des qualités de brut congolais sur le marché physique. Nous pouvons ainsi mieux appréhender comment les prix réalisés congolais se comportent par rapport aux comparateurs et aux concurrents.

À des fins d'analyse comparative, nous analysons la performance des qualités de brut congolais par rapport au Brent daté et aux qualités de brut concurrentes en observant le différentiel entre les prix réalisés et les prix des autres qualités. En raison de la dynamique des marchés physiques, le différentiel de prix de deux qualités de brut est estimé refléter la marge entre la rentabilité de deux qualités. Bien que l'ensemble de données n'inclût pas toutes les données de marché nécessaires, cette approche permet de donner un aperçu de la structure de la juste valeur des qualités de brut congolaises par rapport aux comparateurs et aux concurrents.

Au cours des années considérées pour l'analyse, les écarts par rapport au Brent ont connu de fortes variations tant pour le Djeno que pour le Nkossa. Pour illustrer les principales tendances, nous montrons d'abord les escomptes annuels moyens par rapport au Brent daté (Figure 46)[87]. Cela donne évidemment une représentation très stylisée qui élimine toute volatilité et ne montre que les tendances d'une année sur l'autre.

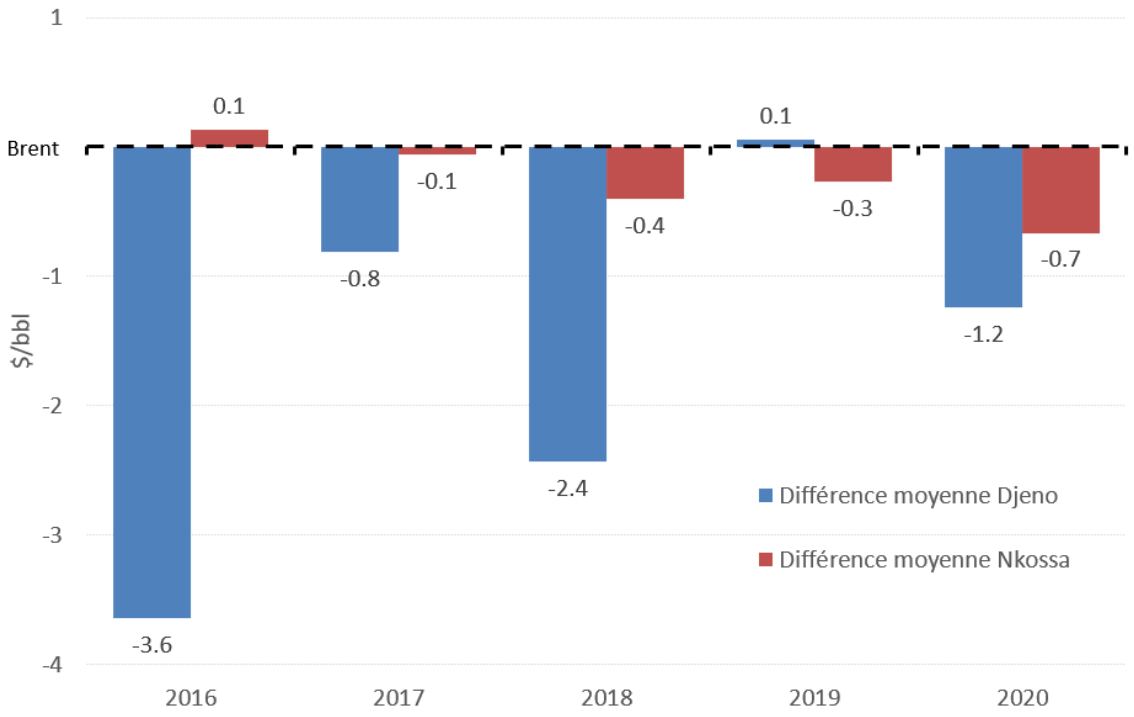


Figure 46 : Prix de vente annuels moyens réalisés par rapport au Brent daté (2016-2020)

[87] Prix du Brent tiré de l'Europe Brent Spot Price FOB, Agence d'information sur l'énergie (données de Thompson Reuters).

Sur la période étudiée, le Nkossa s'est généralement vendu à peu près à parité avec le Brent. En 2016, le Djeno s'est vendu avec une décote importante par rapport au Brent. Avec des variations importantes, le différentiel s'est réduit au fil du temps. Nous effectuons des analyses plus détaillées du Djeno et du Nkossa ci-après.

Une analyse plus détaillée de la moyenne mensuelle du prix réalisé du Djeno par rapport au Brent daté pour toutes les entreprises privées est présentée dans la Figure 47. À titre de comparaison, nous présentons également le prix moyen mensuel du Girassol, un brut moyen comparable provenant d'Angola.

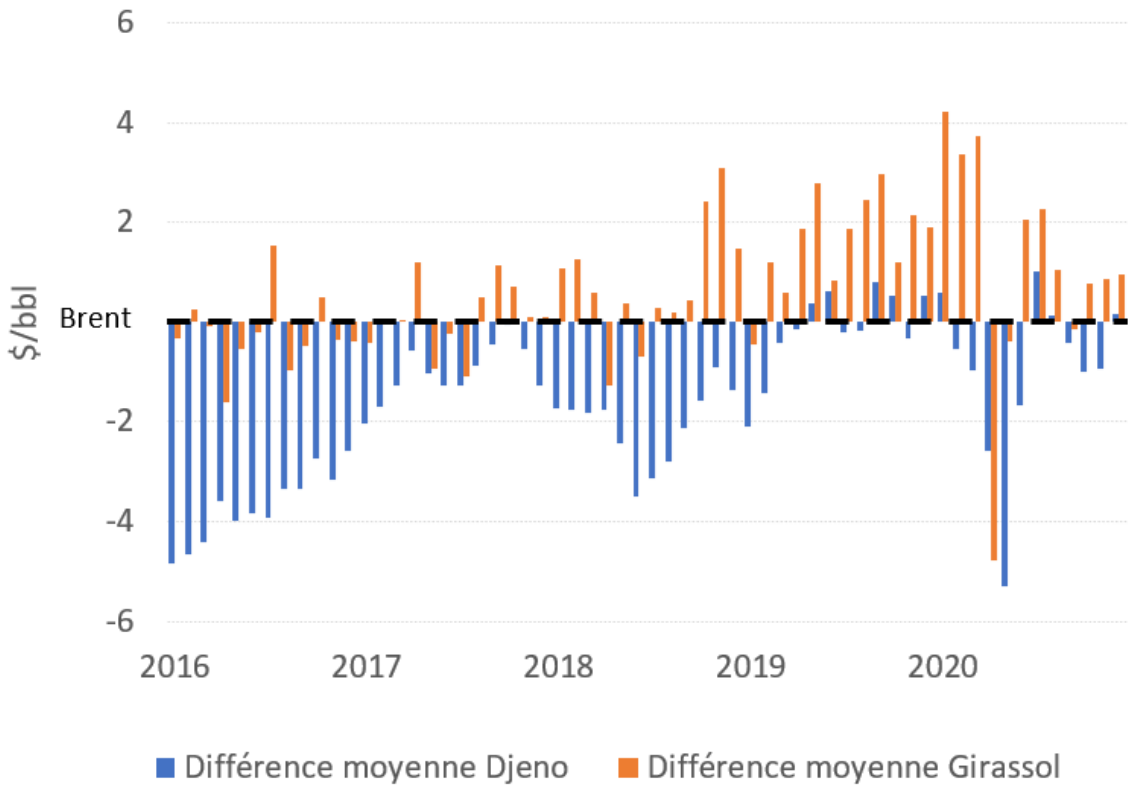


Figure 47 : Moyenne mensuelle du Djeno et du Girassol par rapport au Brent daté

Avec des variations importantes, les écarts entre le Djeno et le Brent se sont réduits au cours de la période analysée. Le pétrole brut Djeno est un pétrole brut d'une densité API de 27,4 avec un rendement volumétrique de 19 % de gasoil, ce qui peut constituer une qualité de pétrole brut idéale pour les exigences de l'OMI 2020[88] en matière de carburant marin. La faible teneur en soufre et en cires microcristallines du Djeno en fait un produit adapté au mélange de fioul et à la production de bitume, deux (2) produits très demandés sur les marchés asiatiques. L'évolution des conditions du marché, avec une demande croissante de distillats moyens et une offre limitée sur les marchés du pétrole brut, a été bénéfique pour le mélange Djeno, de sorte que l'écart par rapport au Brent daté s'est réduit au fil du temps. Les variations de l'écart sont dues à l'évolution de la demande du marché pour des bruts

[88] OMI : Organisation maritime international. La plus récente règle appelée OMI 2020 entrée en vigueur le 1er janvier 2020 limite à 0,5 % la teneur en soufre permise dans le carburant utilisé par les navires commerciaux à l'échelle mondiale.

doux (sweet) à moyennement acides (sour), moyens et lourds, dans lesquels nous pouvons regrouper le Djeno. Sur la base des données disponibles, au cours de la période de cinq (5) ans étudiée, le Djeno s'est négocié en moyenne à un différentiel de 1,71 $ par baril inférieur à celui de Girassol par rapport au Brent daté.

Une analyse plus détaillée de la moyenne mensuelle du prix réalisé du Nkossa pour toutes les compagnies privées par rapport au Brent daté est présentée dans la Figure 48. En vue d'effectuer une analyse comparative, nous indiquons également le prix moyen mensuel d'un brut léger comparable de la région : le Bonny Light.

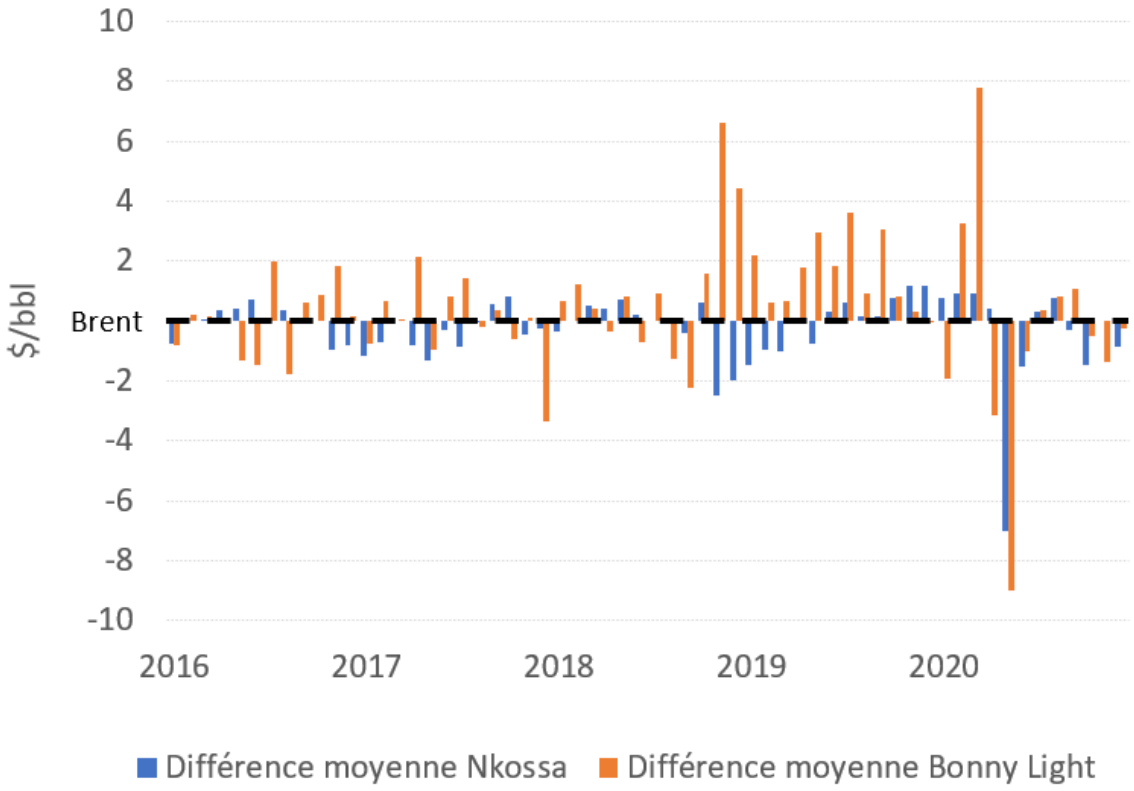


Figure 48 : Prix moyen mensuel du Nkossa et du Bonny Light par rapport au Brent daté

Le Nkossa est un pétrole brut léger et non corrosif avec peu d'impuretés, ce qui le rend idéal pour les raffineries moins complexes des marchés asiatiques. Ce pétrole brut convient également à tout marché exigeant des produits distillés moyens à faible teneur en soufre, tels que le diesel à très faible teneur en soufre ou les carburants de navire conformes à la norme OMI 2020. Le Nkossa s'est négocié à peu près à parité avec le Brent au cours de la période étudiée. Étant donné qu'il y a eu un excédent de bruts légers au cours de cette période, principalement en raison du pétrole léger de réservoirs étanches aux États-Unis, le prix réalisé du Nkossa n'a pas connu une hausse comparable à celle du Djeno.

Sur la base des données disponibles, sur la période de cinq (5) ans étudiée, le Nkossa s'est négocié en moyenne à un différentiel de 0,22 $ par baril inférieur au Bonny Light par rapport au Brent daté.

10.2.4 Comparaison des différentiels entre les vendeurs congolais

Les données fournies par le Secrétariat permanent de l'ITIE incluent des informations sur le différentiel effectif par rapport au Brent daté sur la base de la période de fixation du prix concernée.

Malgré la présence de nombreux vendeurs, les données sur les ventes pétrolières révèlent que les ventes effectuées par les petites entreprises sont réalisées dans les mêmes conditions que celles des vendeurs plus importants. Par conséquent, les données sur les ventes de quatre (4) sociétés privées permettent de couvrir toutes les ventes des sociétés privées : TEPC, Eni Congo, Chevron et Perenco/Congorep.

Afin d'identifier des éventuelles tendances, nous fournissons des comparaisons entre TEPC, Eni Congo, Chevron et Congorep/Perenco en montrant l'écart de différentiels pour les entreprises par rapport au plus grand vendeur de ce brut. Au cours de la période 2016-2020, TEPC a représenté 47 % des ventes de Djeno privé, tandis qu'Eni Congo a représenté 67 % des ventes de Nkossa.

La Figure 49 montre les différentiels annuels moyens par rapport au Brent daté pour Eni Congo, Chevron et Congorep/Perenco en comparaison avec les différentiels du plus grand vendeur de Djeno, TEPC.

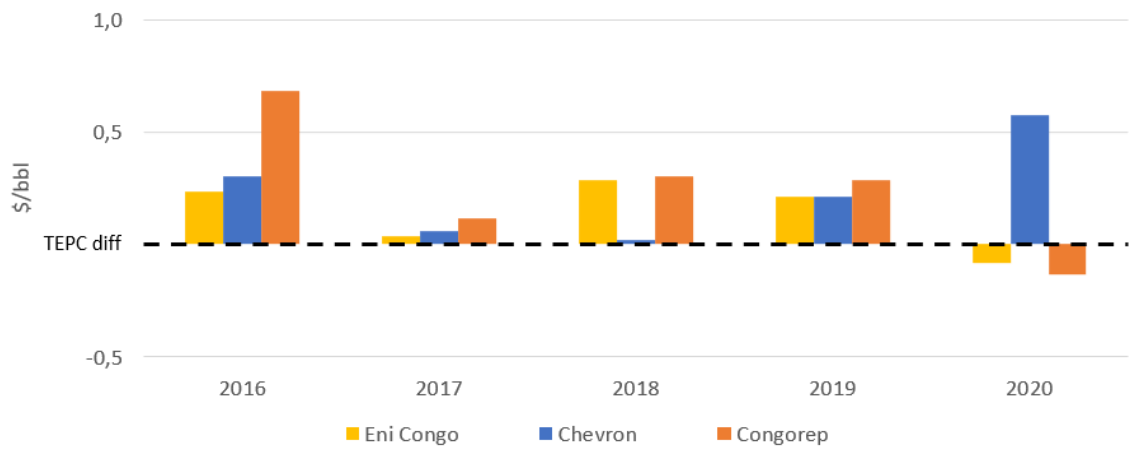


Figure 49 : Différentiels annuels du Djeno par rapport au Brent - Comparaison de TEPC avec d'autres compagnies

Les données révèlent qu'Eni Congo, Chevron et Congorep vendent généralement le Brent daté avec une plus petite remise, ou avec une plus grande prime, par rapport à TEPC. Comme analysé dans la section sur le prix fixé ci-dessous, cette conclusion peut se révéler être une source de préoccupation pour la RC, étant donné que TEPC représentait 47 % des ventes de Djeno des sociétés privées au cours de cette période.

La Figure 50 montre les différentiels annuels moyens par rapport au Brent daté pour TEPC, Chevron et Congorep/Perenco en comparaison avec les différentiels du plus grand vendeur de Nkossa, Eni Congo.

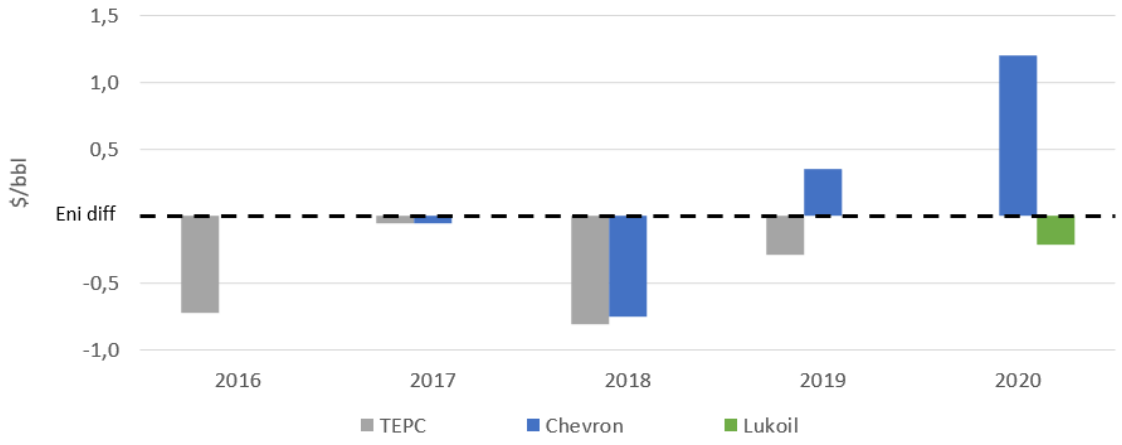


Figure 50 : Différentiels annuels de Nkossa par rapport au Brent – Comparaison de Eni Congo avec d'autres compagnies

Pour le Nkossa, les données indiquent que TEPC vend avec une plus grande remise ou une prime plus faible par rapport au Brent daté, par rapport aux autres principaux vendeurs.

10.3 Conclusion sur l'analyse du prix de vente réalisé

En termes de qualité de brut, le Nkossa peut être considéré comme un brut léger présentant des similitudes avec le Brent, tandis que le Djeno est un brut de poids moyen et peut donc être considéré comme ayant moins de valeur. En examinant les moyennes annuelles, nous constatons que le Nkossa s'est généralement négocié à proximité de la parité avec le Brent, avec des baisses modestes au cours des années considérées. En 2016, le Djeno s'est négocié à une importante décote par rapport au Brent et s'est, en moyenne annuelle, rapproché du Brent à mesure que la demande de bruts moyens a augmenté.

Des comparaisons ont été effectuées avec des bruts régionaux comparables, sur la base de données accessibles au public, qui auraient des coûts de transport similaires et dont on pourrait s'attendre à ce qu'ils se vendent à des prix similaires en fonction de leurs caractéristiques de qualité. Au cours des années prises en compte pour l'analyse, le Djeno s'est vendu avec une décote nettement plus élevée par rapport au Brent que le Girassol d'Angola. Au cours de cette même période, le Nkossa s'est vendu avec une décote légèrement supérieure à celle du Bonny Light du Nigeria. Les facteurs pouvant expliquer ces différences comprennent les volumes totaux échangés, les marchés de destination et l'efficacité de la commercialisation. Compte tenu de l'importance du prix de vente réalisé pour les recettes de la RC, il serait pertinent d'approfondir les recherches sur la manière dont les bruts congolais se négocient par rapport à leurs concurrents régionaux.

Nous avons également comparé les différentiels de prix par rapport au Brent daté, sur la base de la période de négociation concernée, comme le montrent les données fournies par le Secrétariat permanent de l'ITIE. Nous avons comparé le plus grand vendeur de chaque mélange - TEPC pour le Djeno et Eni Congo pour le Nkossa - aux autres principaux vendeurs. En moyenne, et tant pour le Djeno que le Nkossa, les données disponibles suggèrent que TEPC vend avec des remises plus élevées, ou à des primes plus faibles, par rapport aux autres vendeurs. Sur la base de cette analyse, une évaluation plus approfondie des

différentiels par rapport au Brent daté entre les principaux vendeurs de brut se trouve probablement justifiée.

11 ANALYSE DU PRIX FIXE

Les Termes de référence demandaient d'effectuer une évaluation de la manière dont le prix fixé est établi. Tout d'abord, nous proposons un aperçu des approches d'évaluation dans les juridictions utilisant le système de partage de production. Deuxièmement, nous examinons le cadre juridique pour l'établissement du prix fixé, tel que défini dans le Code des Hydrocarbures de la RC et dans la section valorisation des CPP individuels. Troisièmement, nous analysons les données sur les ventes pétrolières afin d'évaluer comment le prix fixé est établi dans la pratique.

11.1 Approches de la valorisation

Avoir l'assurance que le prix fixé est correctement établi est un élément fondamental pour un partage équitable du pétrole dans un système de partage de production. En effet, les intérêts du Contracteur et de l'État ne sont pas alignés. Un prix fixé plus bas profite au Contracteur, car il se traduit par une allocation plus importante de pétrole par dollar de coûts récupérables. Inversement, l'État s'assure une plus grande part de la production grâce à un profit oil plus important si le prix fixé est plus élevé.

La valorisation représente un risque pour les revenus de l'État, en particulier lorsque les ventes pétrolières se font entre parties affiliées. Les ventes effectuées sur le marché libre à des entreprises non affiliées sont connues sous le nom de ventes sans lien de dépendance. Dans le cadre de transactions sans lien de dépendance, le vendeur cherchera à obtenir le prix le plus élevé possible. Il est généralement admis que le prix de vente sans lien de dépendance est une représentation équitable de la valeur du marché. Cependant, de nombreuses grandes compagnies pétrolières, dont TEPC, Eni Congo et Chevron, sont des sociétés multinationales intégrées verticalement. Outre la production pétrolière amont, elles sont également engagées dans le commerce, la commercialisation et le raffinage. Il est donc courant que les grandes compagnies pétrolières vendent leurs droits pétroliers à leurs sociétés commerciales affiliées. Les ventes entre sociétés affiliées sont considérées comme des transactions avec lien de dépendance. Ces ventes créent des risques de prix de transfert, car le vendeur et l'acheteur peuvent convenir d'un prix sans tenir compte de la valeur du marché.

Compte tenu de l'impact potentiel sur les revenus de l'État, les contrats pétroliers comportent généralement des stipulations détaillées la valorisation de la production aux fins du calcul du prix fixé. De manière générale, trois (3) approches de la valorisation ont été adoptées, ces dernières étant décrites ci-dessous et résumées dans le Tableau 31.

1. *Moyenne pondérée des prix réalisés des transactions sans lien de dépendance* : Lorsque la majeure partie des transactions s'effectue sans lien de dépendance, il est généralement admis que ces ventes représentent une juste valeur marchande sur laquelle le prix fixé peut-être établi. Si le nombre de transactions effectuées sans lien de dépendance est inférieur à un pourcentage déterminé, un autre mécanisme d'évaluation est appliqué.
2. *Référentiel régional tel que cité par une agence reconnue avec les ajustements appropriés* : Lorsque les transactions effectuées sans lien de dépendance n'atteignent pas un seuil minimum (par exemple 50 %) parce que la majeure partie des ventes sont effectuées à des sociétés affiliées des vendeurs, les clauses

contractuelles prévoient l'utilisation d'un référentiel régional brut avec des ajustements effectués pour la localisation et la qualité.

3. *Prix de référence établi par l'État :* Certains États ont choisi de fonder un prix fixé sur une méthodologie établie pour tous les mélanges de bruts, que ces ventes soient réalisées avec ou sans lien de dépendance. La méthodologie de valorisation du prix fixé fait souvent référence à un référentiel international ou régional, avec des ajustements pour la localisation et la qualité.

Tableau 31: Trois approches de la valorisation du pétrole

Majoritairement sans lien de dépendance	Majoritairement avec des sociétés affiliées	Prix de référence
Ventes entre sociétés non affiliées considérées comme représentant la juste valeur marchande. Le prix fixé est basé sur la moyenne pondérée des seules ventes réalisées sans lien de dépendance.	Les ventes entre sociétés affiliées sont vulnérables aux erreurs de valorisation des transferts. Le prix fixé est basé sur un référentiel régional ajusté en fonction de la qualité.	En raison du risque de mauvaise valorisation, l'État établit un prix de référence pour chaque mélange. Prix fixé basé sur le prix de référence et non sur les prix de vente réalisés.

Le prix de référence, lorsque l'État établit le prix fixé, est le moyen le plus efficace de garantir que le pétrole est correctement valorisé. Cette approche n'est toutefois utilisée que dans quelques pays. En Norvège, par exemple, un Petroleum Price Board (PPB) a été créé pour déterminer le prix fixé du pétrole. Trois (3) experts indépendants, ainsi que des représentants du ministère des finances et du ministère de l'énergie et du pétrole, se réunissent tous les trimestres afin d'établir un « prix standard » quotidien pour chaque champ pétrolifère.

L'Indonésie est l'un des rares pays en développement à utiliser un système de prix de référence pour la valorisation du pétrole brut. Dans ce pays, les prix utilisés pour établir le prix fixé sont basés sur un indice : l'Indonesia Crude Price (ICP), établi par l'État et publié pour huit (8) catégories distinctes de brut commercialisées au niveau international. Les prix sont basés sur une prime ou une décote par rapport au Brent daté tel que publié par Platts et RIM Intelligence. Les décisions sont prises chaque mois par un comité composé de diverses agences gouvernementales et comprenant environ 35 personnes, en consultation avec les Contracteurs. En mettant en œuvre l'ICP, l'État cherche à éviter toute référence aux prix de vente réalisés à partir de ventes pétrolières spécifiques ou la nécessité de faire la distinction entre les transactions avec ou sans lien de dépendance[89].

Au Nigeria, la compagnie pétrolière nationale NNPC publie un prix de vente officiel (Official Selling Price-OSP) mensuel pour 26 qualités de brut. L'OSP est basé sur le Brent daté tel que publié par Platts, une prime ou une décote par rapport au Brent, est exprimé en dollars par baril, et comporte une prime éventuelle pour les acheteurs qui souhaitent avoir une

[89] Oil and gas taxation in Indonesia, PWC, 2016.

certaine flexibilité sur la période de fixation du prix de leur achat[90]. Les CPP ne font pas référence à l'OSP, mais au « Prix de réalisation » (PR), qui doit être établi séparément pour chaque qualité de pétrole brut. Le PR est une formule de valorisation conçue pour refléter la véritable valeur marchande du brut sur la base de ventes sans lien de dépendance. Ces différences ont été une source importante de litiges entre les Contracteurs et l'État, et la source des divergences identifiées dans les rapports de l'ITIE du Nigeria[91].

11.2 Cadre juridique pour la valorisation du brut congolais

La RC n'ayant pas adopté de prix de référence pour la valorisation du brut, cette dernière est dérivée du prix de vente réalisé des ventes pétrolières mensuelles.

Valorisation dans le Code des Hydrocarbures

Le Code des hydrocarbures de 2016 contient un article relatif à l'établissement du prix fixé. L'article 175 de la section 9 « De la valorisation des hydrocarbures » dispose :

> « Les hydrocarbures sont valorisés sur la base du prix fiscal pour les besoins du partage de la production et de la détermination de la fiscalité applicable. Le prix fiscal est fixé pour chaque qualité d'hydrocarbure, selon des modalités définies par décret en Conseil des ministres. »
>
> « Le prix fiscal doit refléter les prix réels du marché à l'exportation pratiqués dans les transactions commerciales d'hydrocarbures du Congo de même qualité entre vendeurs et acheteurs indépendants. »

Cette disposition laisse supposer que le prix fixé devrait refléter le prix établi par les ventes entre acheteurs et vendeurs indépendants. Il ne semble toutefois pas qu'un tel « décret » sur la valorisation ait été publié[92].

Valorisation dans les CPP

Chaque CPP comporte également une sous-section consacrée à la question de la valorisation. Il existe essentiellement deux (2) versions des stipulations relatives à la valorisation, reproduites intégralement à l'Annexe III.5.

Stipulations concises des CPP en matière de valorisation

Tous les CPP originaux, et la plupart des CPP plus récents, contiennent un article relativement concis comportant trois (3) stipulations principales :

- Le prix fixé doit refléter la valeur du pétrole, FOB terminal de chargement, sur le marché international en dollars US par baril pour chaque qualité de brut pour chaque mois.

---

[90] Inside NNPC Oil Sales, NRGI, 2015.

[91] Voir Validation of Nigeria: Report on initial data collection and stakeholder consultation by the EITI International Secretariat, Secrétariat international de l'ITIE, 2016 (note de bas de page 255), p. 59.

[92] Nous avons demandé des informations sur l'existence d'un décret sur la méthodologie d'établissement du prix fixé publié par le Conseil des ministres, mais ne l'avons pas reçu. Certains détails des mécanismes de fixation des prix ont été définis lors de réunions avec les opérateurs en 2007 et 2008 comme décrit ci-dessous.

- Le prix fixé sera établi par le Contracteur et la RC lors d'une réunion trimestrielle au cours de laquelle le Contracteur fournira à la RC tout élément pertinent se rapportant à la situation et à l'évolution des prix des Hydrocarbures Liquides sur les marchés internationaux.
- Le prix fixé doit être établi par un accord unanime avec le Contracteur. Si, au cours de cette réunion, un accord unanime ne peut être obtenu les parties se rencontreront de nouveau en apportant toute information complémentaire utile relative à l'évolution des prix des Hydrocarbures Liquides de qualités similaires, afin d'obtenir une décision unanime avant la fin du deuxième (2) mois suivant la fin du Trimestre considéré. En cas de désaccord persistant, chaque partie peut recourir à l'arbitrage.

Sur la base de ces stipulations, le prix fixé mensuel serait basé sur la valeur de tout le brut congolais d'une qualité spécifique vendu au cours de ce mois. Aucune limite n'est imposée à l'inclusion des ventes des parties affiliées dans l'établissement du prix fixé.

Stipulations détaillées des CPP en matière de valorisation

Le modèle de CPP publié en 2018 et certains des CPP plus récents (par exemple, Kombi-Likalala-Libondo II et Emeraude II) contiennent un ensemble de stipulations beaucoup plus élaborées concernant la valorisation du brut et l'établissement du prix fixé. Ces CPP établissent une procédure claire pour les situations où les ventes sans lien de dépendance ne constituent pas un seuil minimum pour le mois en question. Le premier ensemble de stipulation est similaire à la version concise :

- Le brut de référence est le Brent daté tel que cité par Platts.
- Le prix fixé doit refléter la valeur du pétrole, FOB terminal de chargement, sur le marché international en dollars US par baril pour chaque qualité de brut pour chaque mois.
- Le prix fixé pour chaque qualité de brut sera déterminé chaque mois au cours d'une réunion trimestrielle entre le Contracteur et la RC sur la base des informations fournies par le Contracteur telles que le prix de référence « et tout élément pertinent se rapportant à la situation et à l'évolution des prix des Hydrocarbures Liquides sur les marchés internationaux ».
- Le prix fixé doit être établi par un accord unanime avec le Contracteur. Si, au cours de cette réunion, un accord unanime ne peut être obtenu les parties se rencontreront de nouveau en apportant toute information complémentaire utile relative à l'évolution des prix des Hydrocarbures Liquides de qualités similaires, afin d'obtenir une décision unanime avant la fin du deuxième (2) mois suivant la fin du Trimestre considéré. En cas de désaccord persistant, chaque partie peut recourir à l'arbitrage.

Une deuxième (2) série de stipulations est introduite et indique que le prix du marché est le prix basé uniquement sur les « ventes à des acheteurs indépendants ». Les stipulations du CPP établissent également une méthode de valorisation alternative lorsque moins de 30 % des ventes mensuelles d'un brut spécifique sont vendues à des acheteurs indépendants. Les stipulations précises sont les suivantes :

- Trois (3) types de ventes doivent être exclus du calcul du prix du marché :
    - Les ventes où l'acheteur est un affilié du vendeur, ou lorsque les ventes se font entre membres du Contracteur.

  - Les ventes sur le marché intérieur congolais.
  - Les ventes impliquant une contrepartie autre qu'un paiement dans une monnaie librement convertible ou motivées par des considérations autres que les incitations économiques habituelles (par exemple, les ventes d'État à État).
- Si plus de 30 % des ventes mensuelles d'un brut donné sont des « ventes à des acheteurs indépendants », le prix du marché doit être la moyenne pondérée de ces seules ventes indépendantes.
- Si moins de 30 % des ventes mensuelles d'un brut spécifique sont des « ventes à des acheteurs indépendants », le prix sera déterminé par rapport au prix d'un brut similaire vendu sur des marchés similaires entre des acheteurs et des vendeurs indépendants, tel que coté par Platts, avec des ajustements relatifs à la qualité, la densité, le transport et les conditions de vente et de paiement.

Il ressort que l'ensemble le plus concis de stipulations relatives à la valorisation s'applique à la plupart des CPP, tandis que l'ensemble le plus élaboré de stipulations s'applique à quelques CPP récents. Cependant, les prix fixés des bruts congolais ne sont pas fixés au niveau du CPP, mais plutôt au niveau du mélange. Concernant le Djeno ou le Nkossa, il semblerait qu'un seul ensemble de ces stipulations contractuelles est susceptible d'être mis en œuvre.

11.2.2 Méthodologie de Fixation des Prix Fixés

Le 20 février 2007, la RC et les entreprises ont convenu d'une Méthodologie de Fixation des prix fixés. L'accord établit que le prix fixé sera basé sur un différentiel par rapport au Brent daté[93]. Selon l'accord, la période de fixation des prix à appliquer au Brent daté doit être déclarée au plus tard le 25ème jour du mois précédant l'enlèvement prévu, bien qu'une notification soit prévue 15 jours avant l'enlèvement. Si la notification n'est pas donnée, le défaut sera de cinq (5) jours à partir de la date du Bill of Lading (BL). L'accord stipule :

> « Le prix fixé est calculé comme la Moyenne pondérée par les quantités enlevées des prix résultant des différentiels déclarés et des Brent de référence sur les périodes de pricing définies ci-dessus. »

11.3 Valorisation du brut congolais dans la pratique

Le Code des Hydrocarbures stipule que le prix fixé doit refléter le prix du marché des ventes entre acheteurs et vendeurs indépendants. Les stipulations de valorisation plus élaborées dans les CPP indiquent une procédure de valorisation alternative si les ventes indépendantes tombent en dessous d'un pourcentage déterminé (par exemple, 30 %).

Les données sur les ventes pétrolières fournies par le Secrétariat permanent de l'ITIE confirment la relation entre le prix réalisé des ventes pétrolières et le prix fixé.

1. Le prix fixé est basé exclusivement sur les ventes pétrolières réalisées par les sociétés pétrolières privées. Les ventes de la SNPC ne sont pas prises en compte.

[93] Un amendement a été convenu le 5 septembre 2008 fournissant des clarifications supplémentaires sur l'établissement d'un prix fixé provisoire et amendé à nouveau le 14 avril 2009.

2. Le prix fixé est la moyenne pondérée de toutes les ventes pétrolières par les compagnies privées au cours d'un mois donné. Aucune différenciation n'est faite entre les ventes avec lien de dépendance et les ventes indépendantes.

Dans la section ci-dessus, nous avons indiqué que la majeure partie des ventes pétrolières de Djeno et de Nkossa sont effectuées à des sociétés affiliées. Si nous retirons les ventes de la SNPC qui n'ont pas été prises en compte dans l'établissement du prix fixé, alors 87 % des ventes de Djeno et 99 % des ventes de Nkossa pour les années où les données sur les acheteurs sont disponibles (2016-18) sont faites à des sociétés affiliées (Tableau 32). Il semble probable que les principales compagnies pétrolières internationales aient continué à vendre à leurs sociétés affiliées en 2019-20, bien que cela n'ait pas été confirmé.

Tableau 32: Ventes avec et sans lien de dépendance (excluant SNPC) 2016-2018

	Ventes sans lien de dépendance	Ventes avec lien de dépendance
Djeno	12,8 %	87,2 %
Nkossa	0,6 %	99,4 %

Conformément aux stipulations du CPP, des réunions trimestrielles sont organisées entre les entreprises, la SNPC et l'État pour établir le prix fixé. Nous avons analysé trois (3) exemples de présentations faites par les entreprises lors de ces réunions trimestrielles. Dans ces exemples, le Contracteur a fourni des informations relatives à la situation générale et à l'évolution des prix sur les marchés internationaux. Cependant, aucune information spécifique n'a été fournie sur les ventes de brut congolais par les entreprises, le nombre d'enlèvements au cours de ce trimestre, ou la justification du différentiel effectif par rapport au Brent pour les ventes individuelles qui détermine le prix de vente réalisé.

Dans les documents auxquels nous avons eu accès, nous n'avons vu aucune indication de procédures visant à garantir que les ventes des parties affiliées, qui constituent l'écrasante majorité des ventes de Djeno et de Nkossa, représentent la juste valeur marchande.

11.4 L'impact des prix utilisés par les entreprises individuelles sur le prix fixé

Comme mentionné ci-dessus, le prix fixé est la moyenne pondérée de toutes les ventes pétrolières des sociétés privées au cours du mois concerné. De plus, comme nous le disions, il s'avère que les ventes effectuées par les petites et plus grandes entreprises sont réalisées dans des conditions similaires et que par conséquent TEPC, Eni Congo, Chevron et Perenco/Congorep permettent d'évaluer l'ensemble des ventes des sociétés privées.

Notre analyse ci-dessous se concentre uniquement sur le Djeno, car le nombre plus faible de ventes de Nkossa rend l'analyse comparative beaucoup moins fiable. Sur la base des données de vente au prix réalisé disponibles, nous comparons l'impact de ces quatre (4) entreprises sur l'établissement du prix fixé mensuel du Djeno pour la période 2016-2020. Plus précisément, nous cherchons à évaluer si les performances de certaines entreprises ont davantage tendance à augmenter ou à diminuer le prix fixé. Les résultats de l'analyse sont présentés dans le Tableau 33.

Tableau 33 : Différences annuelles moyennes entre les ventes réalisées des compagnies pétrolières internationales et le prix fixé 2016-2020

Companie	Type	Unité	2016	2017	2018	2019	2020
TEPC	Différence v prix fixé	*¢ cents*	¢31	-¢14	-¢35	¢2	-¢2
	Cargaisons	*Nombre*	19	27	37	37	35
Eni Congo	Différence v prix fixé	*¢ cents*	-¢11	¢51	¢72	¢20	-¢62
	Cargaisons	*Nombre*	17	13	11	10	8
Chevron	Différence v prix fixé	*¢ cents*	-¢51	¢2	¢8	-¢2	¢8
	Cargaisons	*Nombre*	5	12	17	18	16
Congorep	Différence v prix fixé	*¢ cents*	-¢17	-¢53	¢49	-¢20	¢41
	Cargaisons	*Nombre*	6	9	8	9	12

Les données suggèrent qu'en moyenne, sur la période 2016-2020, les prix de vente réalisés par TEPC ont eu tendance à faire baisser le prix fixé mensuel. Dans la Figure 51, nous montrons les prix réalisés moyens par mois pour les ventes de Djeno par la TEPC par rapport au prix fixé mensuel.

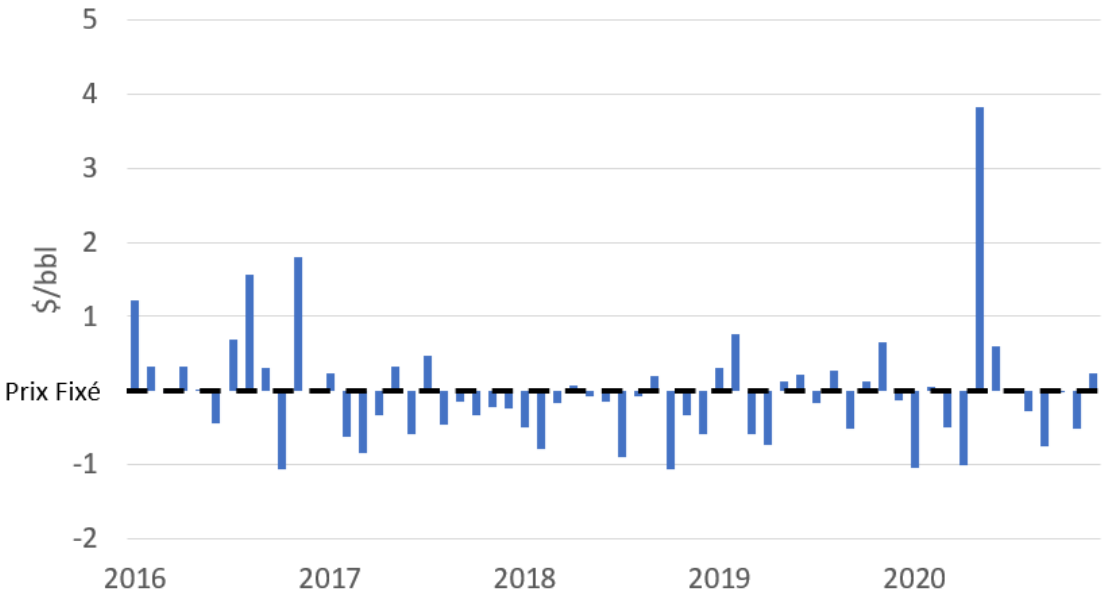


Figure 51 : Prix de vente réalisé par TEPC pour le Djeno par rapport au prix fixé 2016-2020

Les prix mensuels moyens de TEPC étaient supérieurs au prix fixé en 2016. Au cours de cette année, seuls 25 % des mois au cours desquels TEPC a procédé à des ventes ont été inférieurs au prix fixé. À partir de 2017, les ventes de TEPC ont cependant été moins profitables. Le pourcentage de mois au cours desquels TEPC a procédé à des ventes où les ventes étaient inférieures au prix fixé a été de 75 % (2017), 83 % (2018), 42 % (2019) et 58 % (2020). L'impact global de la performance des ventes de TEPC a été de tirer le prix fixé vers le bas. Un tel impact est particulièrement préoccupant pour la RC, car au cours de cette période, les ventes de TEPC ont représenté 47 % des ventes de Djeno par les entreprises privées.

Les données suggèrent qu'en moyenne, sur la période 2016-2020, les prix réalisés par Eni Congo ont eu tendance à faire remonter le prix fixé mensuel. Dans la Figure 52, nous

montrons les prix réalisés moyens par mois pour les ventes de Djeno d'Eni Congo par rapport au prix fixé mensuel.

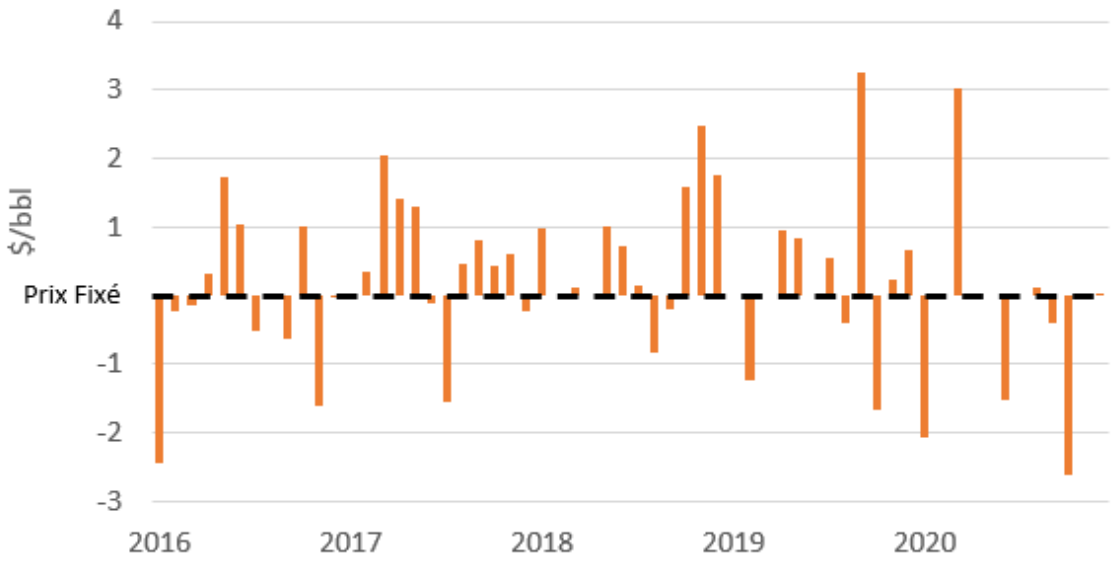


Figure 52 : Prix réalisé par Eni Congo pour la vente de Djeno par rapport au prix fixé 2016-2020

Les prix mensuels moyens d'Eni Congo étaient plus souvent supérieurs qu'inférieurs au prix fixé pour toutes les années sauf 2016. Bien qu'Eni Congo n'ait représenté que 27 % des ventes de Djeno pendant la période étudiée, son impact global a été d'augmenter le prix fixé.

11.5 Conclusions sur l'établissement du prix fixé

Le prix fixé détermine la valeur de la PID, le nombre de barils fournis au Contracteur pour la récupération des coûts, et le montant du super-profit oil lorsque le prix fixé dépasse le prix haut. Les intérêts des entreprises et de l'État divergent, les entreprises bénéficiant d'un prix fixé plus bas et l'État d'un prix fixé plus élevé.

Dans certains pays, il est courant d'adopter des mécanismes ou des procédures spéciales lorsque la plupart des ventes s'effectuent à des sociétés affiliées et que le prix de vente déclaré peut ne pas refléter exactement la valeur du marché. L'écrasante majorité des ventes congolaises de Djeno et de Nkossa se font entre parties affiliées. Le Code des Hydrocarbures exige que le prix fixé reflète le prix entre les acheteurs et les vendeurs indépendants et certains CPP prévoient des stipulations de valorisation alternatives pour les mois où les ventes indépendantes n'atteignent pas un seuil donné.

Les données disponibles indiquent que le prix fixé mensuel est la moyenne pondérée des prix réalisés pour les ventes pétrolières par les sociétés privées au cours du mois concerné. Nous n'avons trouvé aucune référence dans le Code des Hydrocarbures, les CPP, ou les documents fournis indiquant que les ventes de la SPNC n'étaient pas prises en compte dans l'établissement du prix fixé. Cependant, les données reçues indiquent que les ventes de la SPNC ne sont pas prises en compte dans le calcul du prix fixé. Durant les années examinées, il ne semble pas que des ajustements aient été apportés aux prix de vente réalisés lorsque des transactions ont été effectuées avec des parties affiliées. Il ne semble pas non plus que

l'État ait mis en place des procédures permettant de s'assurer que ces prix de vente réalisés reflètent le prix du marché pour des ventes sans lien de dépendance.

Nous retrouvons des disparités entre les entreprises quant à leur impact sur la hausse ou la baisse du prix fixé. Les données suggèrent qu'Eni Congo a obtenu de meilleures performances par rapport aux autres sociétés et a plus souvent influencé le prix fixé à la hausse. TEPC, le plus grand vendeur de Djeno, a eu des performances comparativement faibles (sauf en 2016) et a plus souvent eu une influence à la baisse sur le prix fixé.

Compte tenu de l'importance du prix fixé dans la génération des revenus de l'État, et de la prédominance du Djeno et du Nkossa dans les transactions entre parties affiliées, une analyse plus approfondie de l'impact des transactions entre parties affiliées est justifiée. Conformément aux bonnes pratiques en vigueur dans d'autres juridictions, il est conseillé à la RC de renforcer les procédures afin de s'assurer que les transactions entre parties affiliées reflètent les prix du marché.

12 MANDAT DE COMMERCIALISATION DE LA SNPC

Les Termes de référence demandaient d'effectuer une analyse du mandat de commercialisation de la SNPC. La SNPC est responsable de la vente de son propre pétrole et de la part de l'État du pétrole généré par ses droits en vertu d'un CPP. Premièrement, nous examinons le cadre contractuel de la vente par la SNPC du pétrole de l'État. Ensuite, nous évaluons les prix de vente obtenus par la SNPC par rapport aux compagnies pétrolières privées.

12.1 Contrat de commercialisation du pétrole de l'État par la SNPC

Le mandat de la SNPC pour vendre la part de pétrole de l'État est défini dans la Convention de 2003 relative à la détention et à la gestion par la Société Nationale des Pétroles du Congo des droits, actifs et participations de l'État dans le domaine des hydrocarbures, signée entre la RC et la SNPC[94].

La SNPC doit recevoir tous les droits en nature dus à l'État. Une partie de ces droits est transférée à la Coraf, tandis que le reste est vendu par la SNPC. Plus précisément, la SNPC est tenue de négocier les prix de vente, sous l'autorité du chef du gouvernement (ou de ses délégués), en tenant compte des tendances du marché et des orientations de l'État. La SNPC doit transférer le produit des ventes, moins une commission de 1,6 %, au Trésor dans les huit (8) jours ouvrables suivant la réception.

La SNPC doit fournir au Ministère des Finances une « note de calcul » pour chaque transaction. Chaque mois, la SNPC doit également fournir au ministère de l'économie et des finances un rapport sur ses activités de commercialisation, comprenant le détail des livraisons de pétrole par les opérateurs et les principales modalités économiques et contractuelles des ventes. La SNPC doit être en mesure de justifier ses opérations « en particulier au regard de leur conformité aux pratiques du marché », et ce pour chaque vente.

Le Ministère des Finances est chargé du contrôle économique et financier du mandat. Le Ministère des Hydrocarbures s'occupe quant à lui de la supervision technique de la mission de commercialisation et peut nommer un expert pour évaluer les opérations de commercialisation de la SNPC afin de déterminer si elles sont conformes aux tendances du marché et aux objectifs gouvernementaux.

12.2 Performance de la SNPC en matière de commercialisation du pétrole de l'État

L'ITIE a publié des données sur les ventes pétrolières de la SNPC pour les années 2016-18, y compris le prix de vente réalisé, le vendeur distinguant les ventes sur fonds propres de la SNPC (Activités propres) et les ventes des droits de l'État par la SNPC (Mandat), et les acheteurs. Pour ce rapport, des données supplémentaires ont été fournies par le Secrétariat permanent de l'ITIE pour les années 2019 et 2020 (Voir Annexe III.2). Ces données sont des

[94] Un amendement de 2006 a établi le prix fixé comme le référentiel pour évaluer les performances de vente de la SNPC et valoriser la part de l'État dans le pétrole vendu par la SNPC. Toutefois, la décision d'utiliser le prix fixé pour la valorisation a été annulée dans un amendement ultérieur en 2009.

déclarations préliminaires mises à la disposition de l'Administrateur Indépendant dans le cadre de l'élaboration du rapport de réconciliation 2019-2020, qui n'a pas encore fait l'objet d'une publication.

Les différences de calendrier des ventes pétrolières dans le contexte d'une forte volatilité des prix du pétrole rendent impossible la comparaison directe du prix réalisé pour les ventes de la SNPC avec le prix réalisé pour les ventes des sociétés privées. Des résultats plus significatifs pourraient être générés si des données étaient disponibles pour l'écart effectif par rapport au Brent daté en fonction de la période de fixation des prix concernée pour les ventes de la SNPC, comme cela a été fourni pour les ventes des compagnies pétrolières internationales (Voir Section ci-dessus).

Le prix fixé mensuel étant la moyenne pondérée des ventes des sociétés privées et n'incluant aucune vente de la SNPC, il peut être utilisé comme point de référence pour évaluer la performance des ventes de SNPC Mandat. La plupart des ventes de Nkossa de la SNPC sont des enlèvements conjoints avec Eni Congo et sont vendues aux mêmes conditions, avec le même prix de vente réalisé. Nous concentrons donc notre comparaison sur le Djeno que la SNPC vend par le biais d'enlèvements en solitaire. Le Tableau 34 montre les différentiels, à la fois les remises et les primes, pour toutes les ventes de SNPC Mandat de 2016 à 2020, ventilées par acheteurs. Les mêmes données sont également présentées dans la Figure 53.

Tableau 34 : Prix de vente réalisé par SNPC Mandat pour le Djeno par rapport au prix fixé – 2016-20

Djeno 2016-2020	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Remises	-3,42	-1,63	-1,84	-1,21	-3,26	**-1,92**
Primes	1,79	2,15	3,91	1,07	3,04	**2,43**
Combinées	-0,99	-0,92	0,04	-0,37	-0,93	**-0,56**
volumes (MMbbl)	*12,06*	*13,30*	*20,79*	*21,84*	*17,27*	*85,27*

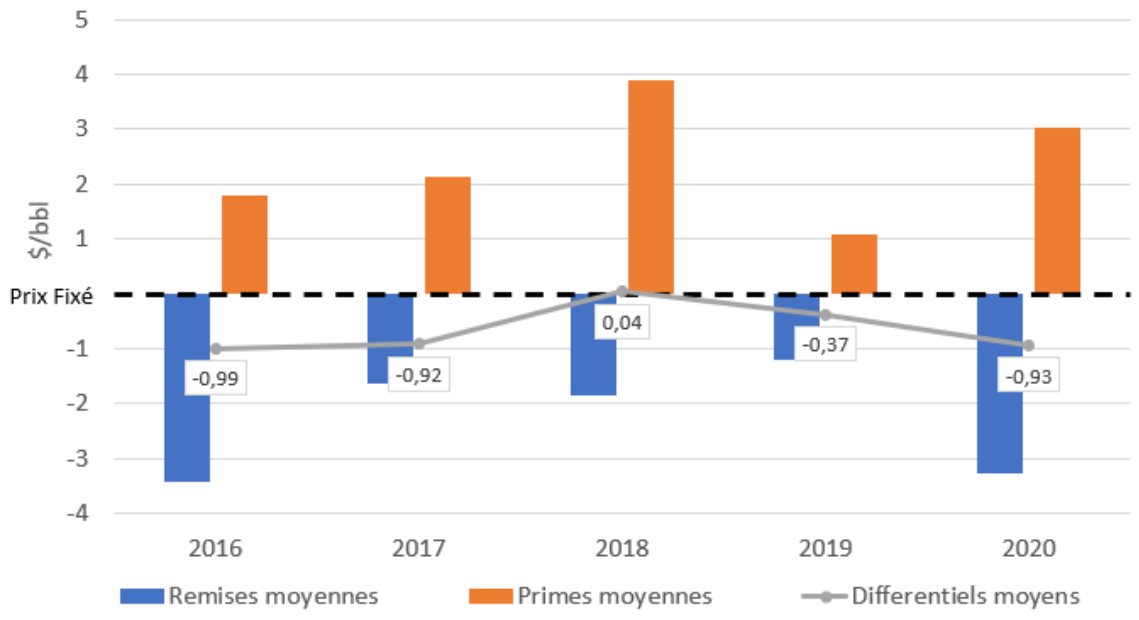


Figure 53 : Prix de vente réalisé par la SNPC pour le Djeno par rapport au prix fixé – 2016-20

Les données indiquent que pour toutes les années, sauf 2018, les ventes de SNPC Mandat sont inférieures au prix fixé mensuel. Sur la période de cinq (5) ans, ces ventes sont en moyenne inférieures de 0,56 $ par baril au prix fixé.

12.3 Conclusions sur la commercialisation du pétrole de l'État par la SNPC

La SNPC a la responsabilité contractuelle de vendre la part du droit au pétrole de l'État qui est exportée. Les données disponibles suggèrent que la SNPC a obtenu en moyenne un prix inférieur pour le Djeno que celui obtenu par les compagnies pétrolières internationales. Nous constatons qu'au cours des années étudiées, les ventes d'environ 85 millions de barils de Djeno par la SNPC étaient en moyenne inférieures d'environ 0,50 dollar par baril au prix fixé. La mobilisation des ressources intérieures se trouverait améliorée si la SNPC était en mesure de réduire l'écart entre son prix de vente moyen réalisé et les prix de vente réalisés par les compagnies pétrolières internationales.

13 GESTION DE LA VOLATILITE DU PRIX DU PETROLE

Le prix du pétrole est intrinsèquement volatile et entraîne des cycles « haussiers et baissiers » dommageables pour les économies dépendantes des revenus de cette ressource. L'incertitude des revenus de l'État liés aux exportations de pétrole est susceptible d'avoir des conséquences macroéconomiques néfastes, notamment la mise en veilleuse de projets et programmes gouvernementaux – par manque de fonds - lorsque les prix baissent et l'utilisation arbitraire et improvisée des revenus « excédentaires » lorsque les prix augmentent. Dès lors, il convient d'envisager la mise en place de mécanismes institutionnels ou de règles budgétaires permettant d'atténuer les effets négatifs dus à la volatilité des prix du pétrole.

Les Termes de références du projet demandaient de faire une évaluation des mécanismes, et notamment de la couverture des prix, pour gérer la volatilité des prix du pétrole. Deux (2) approches alternatives ont été utilisées dans d'autres pays en développement riches en ressources afin de régulariser les transferts budgétaires annuels : 1) couvrir le prix de la vente du pétrole de l'État pour fournir des garanties de prix minimum et 2) développer des règles budgétaires et un fonds de stabilisation pour stabiliser les transferts budgétaires.

13.1 Différentes approches de couverture des prix (« hedging »)

L'une des options consiste donc à couvrir les prix du pétrole dont les droits appartiennent à l'État. Différents instruments financiers, également appelés « produits dérivés », permettent de se prémunir contre le risque de fluctuation des prix pétroliers et des revenus afférents. De manière générale, les opérations de couverture peuvent être séparées en deux (2) grands types : Les transactions sur un marché de gré à gré (OTC[95]) et les transactions négociées en bourse. Les transactions sur un marché de de gré à gré constituent des transactions bilatérales avec des contreparties spécifiques. Bien que ces transactions permettent aux parties de définir les termes exacts de leur accord, cette personnalisation limite également leur capacité à transférer de tels accords. Pour ce qui est des transactions négociées en bourse, celles-ci sont des instruments standardisés qui obligent les parties à mettre en œuvre des stratégies de couverture basées sur un ensemble fixe de stipulations contractuelles. Bien que ces transactions présentent de nombreux avantages et bénéfices, et notamment une plus grande transférabilité, elles limitent la flexibilité des parties à couvrir le risque. Les transactions sur un marché de gré à gré sont particulièrement avantageuses, car elles permettent aux producteurs de pétrole de couvrir la totalité ou une partie de leur production de pétrole et de gaz prévue dans un futur plus éloigné que ce que permettent les transactions négociées en bourse.

13.1.1 Les Contrats de gré à gré

Les contrats de gré à gré les plus courants dans le secteur pétrolier sont les suivants : les contrats de swap, les contrats d'option et les contrats à terme.

Les contrats de swap sont des contrats bilatéraux qui prévoient l'échange ou la permutation d'une série de flux financiers à intervalles fixes (appelés périodes de règlement). Ces swaps de prix impliquent l'échange, à intervalles définis et pour une période déterminée dans le

[95] OTC : « Over-the-Counter »

futur, d'un prix variable contre un prix fixe basé sur une quantité convenue de pétrole. Le swap garantit que le prix effectif de la production de pétrole ou de gaz du producteur est fixé au prix ferme convenu dans le contrat de swap, garantissant ainsi au producteur un flux de revenus prévisible. Toutefois, si les prix augmentent, le producteur renonce de fait à l'augmentation potentielle des revenus qu'il aurait pu tirer de la vente de son pétrole ou de son gaz à des taux du marché.

Les contrats d'option, eux, confèrent au vendeur de pétrole le droit, mais pas l'obligation, de vendre (une option de vente ou « put option ») une quantité et une qualité spécifiques de pétrole, à une date spécifique et à un prix prédéterminé pour cette date (le prix d'exercice ou de levée). Dans le cas de la SNPC, cette dernière pourrait donc acheter une option de vente pour se couvrir contre une baisse potentielle du prix du pétrole, tout en conservant la possibilité de tirer les avantages d'une hausse potentielle du prix. Par conséquent, les contrats d'option sont attrayants pour les producteurs qui sont prêts à payer une prime pour la baisse des prix tout en conservant la possibilité de bénéficier d'une augmentation de leurs revenus.

Les contrats à terme de leur côté, sont des transactions d'achat et de vente traditionnelles et peuvent être utilisés pour couvrir le risque de prix comme pour les swaps ou les contrats d'option. Les caractéristiques des contrats à terme sont l'utilisation d'un prix fixe plutôt que d'un prix variable. Le « prix fixe » peut varier pendant la durée du contrat, mais il est spécifié à l'avance pour chaque période de livraison (généralement mensuelle) pendant la durée du contrat. Cependant, étant donné qu'il est directement lié au paiement de la livraison physique du pétrole brut, il présente des risques de contrepartie supplémentaires par rapport aux autres instruments.

13.1.2 Produits négociés en bourse

Les deux (2) produits négociés en bourse les plus couramment utilisés dans les transactions pétrolières et gazières sont : les contrats à terme et les contrats d'option.

Les contrats à terme sont des contrats hautement standardisés, négociés en bourse, qui prévoient la réception ou la livraison d'une quantité déterminée de pétrole ou de gaz, à un endroit déterminé, à une ou plusieurs dates futures, à un prix fixé dans le contrat à terme. Il existe six (6) types de contrats à terme principaux sur les produits énergétiques, dont quatre (4) sont négociés sur le NYMEX (Henry Hub natural gas, NY Harbor ultra-low sulfur diesel, et RBOB gasoline et finalement, le West Texas Intermediate (WTI) crude oil). Deux (2) autres sont négociés sur l'Intercontinental Exchange (ICE) soit le pétrole brut Brent et le gasoil. Les contrats à terme sont utilisés par les producteurs pour bloquer les prix du pétrole et du gaz à un prix donné pour une quantité notionnelle de production de pétrole ou de gaz et ainsi garantir un revenu prévisible jusqu'au terme du contrat.

Comme les contrats à terme utilisés dans les transactions sur le pétrole et le gaz, les contrats d'option sur le pétrole et le gaz sont négociés sur des bourses dans le cadre de contrats hautement normalisés. La normalisation des contrats d'option permet aux bourses et aux participants au marché de négocier les contrats de manière simple et efficace. Cependant, contrairement aux contrats d'option de gré à gré, les contrats d'option négociés en bourse peuvent se révéler mal adaptés aux objectifs de couverture spécifiques des parties. Les contrats d'option négociés en bourse diffèrent également des contrats d'option négociés de gré à gré sur un autre point : comme toutes les transactions sont effectuées par

Encadré : La couverture du prix du pétrole par le Mexique

Le Mexique a commencé à couvrir le prix du pétrole pour la vente de son droit annuel au début des années 1990. Pendant la première guerre du Golfe, tandis que le prix du pétrole avoisinait les 40 dollars le baril, le Mexique a couvert le prix de 100 millions de barils à 17 dollars le baril, soit l'anticipation de prix utilisée pour son budget 1991. Par la suite, le prix du brut de référence du Mexique est tombé en dessous de 10 dollars. En se couvrant, l'État a obtenu la certitude de percevoir des revenus et, dans ce cas, il en a grandement profité. En effet, grâce à cette couverture, l'effondrement du prix du pétrole a permis de réaliser des gains beaucoup plus importants que le coût initial de l'achat des options de vente. Les responsables, commentant leurs actions, ont déclaré : « Nous avons un budget, un budget que nous devons couvrir [...] nous ne l'avons pas fait pour en retirer un gain. L'État ne spécule pas dans ce sens. » Mi-2008 a également sourit au Mexique, lorsqu'ils ont acheté une option pour vendre du pétrole à 70 $ le baril et que le prix a chuté à environ 40 $. En 2013, avec un prix du pétrole à 111 dollars, le Mexique a couvert 211 millions de barils à 85 dollars le baril. Le Mexique continue de se couvrir et il est estimé que l'État en a tiré un avantage considérable après l'effondrement des prix de 2020. Selon un responsable du ministère des Finances : « Le programme de couverture pétrolière est nécessaire. Il offre une stabilité dans un contexte de défis en matière de finances publiques et de budget. Un tel programme est coûteux, mais génère de nombreux avantages, empêchant le pays de perdre sa cote de crédit de niveau « investment grade », garantissant ainsi sa solvabilité. » Si le Mexique couvre systématiquement le prix de ses droits pétroliers, il a également créé un fonds de stabilisation des revenus pétroliers, rebaptisé par la suite fonds de stabilisation des revenus budgétaires, afin de faciliter les transferts vers le budget de l'État.

l'intermédiaire d'une bourse de compensation, les parties concluent des transactions avec celle-ci, éliminant ainsi le risque de contrepartie.

13.2 La couverture du prix du pétrole dans la pratique

La couverture des prix est une pratique courante au sein des entreprises privées. Les producteurs américains de pétrole de schiste et les producteurs internationaux indépendants, tels que Tullow ou Kosmos, sont de parfaits exemples de sociétés couvrant fréquemment leurs ventes de pétrole. Il existe cependant peu d'informations du domaine public relatives à la couverture des prix du pétrole par les pays producteurs. Ce manque d'informations du domaine public sur la couverture des prix par les États peut résulter d'une volonté de confidentialité des clients et d'une réticence des producteurs à révéler des informations sensibles sur le marché[96]. Toutefois, la plupart des commentateurs estiment que la couverture des prix par les pays producteurs de pétrole est peu courante[97].

[96] Par exemple, un représentant mexicain a déclaré : « Il est risqué de donner tous les détails sur nos couvertures. Cela pourrait inciter d'autres investisseurs à prendre des positions contre le Mexique et à rendre nos achats plus chers. » https://www.ft.com/content/c07f47e6-4c35-11e1-bd09-00144feabdc0#axzz1lBt3nmZ3

[97] Le fait que les États ne semblent pas actuellement couvrir leurs ventes ou leurs achats à grande échelle indique que la couverture n'est pas une solution simple pour faire face aux problèmes de

L'exemple le plus célèbre parmi les producteurs de pétrole est le Mexique, qui a commencé à se couvrir au début des années 1990 et qui a continué (sauf en 2003-04) depuis (Voir l'encadré[98]). Dans l'ensemble, le Mexique a réussi ses opérations de couverture, avec des pertes et profits cumulés proches de zéro jusqu'en 2019[99]. L'Équateur a suivi l'exemple du Mexique au début des années 1990, mais a connu beaucoup moins de succès, perdant non seulement les 12 millions de dollars qu'il avait payés pour des options de vente qui se sont avérées sans valeur, mais également 6 millions de dollars supplémentaires qu'il devait par la suite à Goldman en raison d'un contrat mal négocié qui a soulevé des accusations de corruption[100]. Le Ghana, pays producteur de pétrole depuis 2010, s'est également engagé, brièvement, dans la couverture des prix du pétrole[101]. Fin 2010, le Ghana a introduit un programme de couverture des prix portant d'abord sur les importations de pétrole. Par la suite, ce programme a été étendu aux exportations de pétrole brut à la mi-2011. Pour 2011, le budget de l'État étant basé sur une hypothèse de prix du pétrole de 100 dollars le baril, le gouvernement a obtenu une option de vente pour vendre son droit sur le pétrole à 107 dollars le baril[102]. Bien que le Ghana continue de couvrir les importations de pétrole brut, il a abandonné l'idée d'effectuer la couverture des exportations de pétrole brut en 2013. Depuis, les déficits budgétaires dus aux baisses inattendues du prix de vente des exportations de brut ont été partiellement compensés par des retraits du Fonds de stabilisation du Ghana.

Si la couverture des prix peut constituer un mécanisme efficace pour les entreprises, certaines raisons expliquent pourquoi peu de gouvernements ont choisi la couverture des prix comme mécanisme en réponse à la volatilité des prix du pétrole. S'il est possible de trouver des exemples de réussites, dans les secteurs privé et public, il existe également de nombreux exemples où la couverture des prix a entraîné d'importantes pertes. Selon un expert de la Banque mondiale : « Si vous vous trompez, cela entraîne un grave problème politique. Les importants montants versés aux banques peuvent finir par ressembler à du gaspillage et même dissuader d'autres pays producteurs de pétrole de s'engager dans des

volatilité des prix du pétrole. Coping with Oil Price Volatility, World Bank, 2008, p. 45. https://www.esmap.org/sites/default/files/esmap-files/8142008101202_coping_oil_price.pdf

[98] Les sources incluent Javier Blas, Uncovering the Secret History of Wall Street's Largest Oil Trade, Bloomberg, 4 avril 2017; Washintgon Post, 27 mars 1991; Mexico reveals $85 a barrel oil hedge, Financial Times, 31 janvier 2012; et Mexico wrapping up 2021 oil hedging program, Reuters, 11 décembre 2020.

[99] Ilia Bouchouev and Bassam Fattouh, Can Russia and OPEC draw any lessons from Mexico's oil hedge?, OIES, 2020, p. 3.

[100] Voir Javier Blas, Uncovering the Secret History of Wall Street's Largest Oil Trade, Bloomberg, 4 avril 2017.

[101] https://www.worldoil.com/news/2017/5/24/iraq-mulls-largest-sovereign-oil-hedging-deal-topping-mexico

[102] The Falling Crude Oil Prices: Mitigating the Risk, IFS, 2015, p. 7.

opérations de couverture. Par exemple, cela vaut-il la peine de payer cette prime plutôt que de construire un nouvel hôpital ? »[103]

Une couverture efficace des prix exige un haut degré d'expertise et ou des décisions ayant une importante portée financière sont entre les mains de plusieurs personnes, ouvrant l'éventualité d'une mauvaise gestion et même de corruption. Pour les partisans de la transparence, la couverture des prix présente un défaut encore plus fondamental : le mécanisme ne fonctionne que si les négociations et les résultats demeurent totalement confidentiels. Récemment, le Mexique a encore restreint l'information publique sur son programme de couverture en annonçant que les modalités de prix, les volumes de transaction et la taille du programme global seront désormais considérés comme un secret d'État et ne sont pas divulgués pendant cinq (5) ans[104].

[103] Déclaration de George Richardson, haut fonctionnaire à la Banque mondiale, parlant des méga-hedges en général, citation de Bloomberg.

[104] OIES, p. 5.

13.3 Fonds de stabilisation

Certains États ont cherché à gérer la volatilité des prix du pétrole brut à travers la création de fonds de stabilisation et l'adoption de règles budgétaires régissant les dépôts et les retraits du fonds. Lorsque les prix du pétrole, et donc les revenus de l'État, dépassent un seuil établi, les excédents budgétaires sont déposés dans un fonds de stabilisation investi en actifs étrangers. Lorsque les prix du pétrole sont bas et entraînent des déficits budgétaires, les retraits du fonds peuvent permettre de les couvrir.

Inspirés par les exemples efficaces des fonds souverains (« Sovereign Wealth Fund », SWF) de la Norvège (1990) et du Botswana (1983), un certain nombre de pays exportateurs de matières premières ont créé des SWF, notamment l'Azerbaïdjan (2000), le Chili (2006), la Fédération de Russie (2008), le Timor-Leste (2005) et Trinité-et-Tobago (2007), le Ghana (2011), le Nigeria (2012) et la Guyane (2019). Dans la plupart des cas, ces fonds souverains ont un double objectif. D'un côté, il est de stabiliser les transferts budgétaires et de l'autre, il est de promouvoir l'équité intergénérationnelle en épargnant pour les générations futures. Dans certains cas, comme au Ghana, des fonds distincts ont été créés pour la stabilisation (Ghana Stabilisation Fund) et l'épargne à long terme (Ghana Heritage Fund).

Encadré : Fonds de stabilisation du Nigéria

En 2004, le Nigeria a créé un fonds de stabilisation du pétrole (Excess Crude Account ECA). Au cours des quatre années suivantes, des économies budgétaires ont été réalisées en orientant les dépenses en fonction d'un prix de référence du pétrole et en déposant les revenus excédentaires dans l'ECA. Fin 2008, le solde de l'ECA s'élevait à 20 milliards de dollars et ces fonds ont été utilisés efficacement pour contrer la crise financière de 2008-09, lorsque les prix du pétrole se sont effondrés. Toutefois, le cadre juridique de l'ECA était faible et soumis à des retraits ad hoc. À la sortie de la crise, avec le rebond des prix du pétrole, le gouvernement a adopté une expansion budgétaire pro-cyclique financée par des retraits de l'ECA, au point que le fonds s'était presque épuisé. En 2012, le Nigeria a mis en place un fonds souverain. Ce fonds souverain comporte trois composantes : un fonds de stabilisation, un fonds d'infrastructure et un fonds d'épargne intergénérationnel. Le SWF a connu une croissance lente, avec des actifs totaux d'environ 2 milliards de dollars en 2021. Le fonds de stabilisation (FS) est le plus petit des trois et représente 20 % de l'allocation totale. La finalité du FS est d'agir comme une réserve contre l'instabilité macroéconomique à court terme associée aux revenus de l'État provenant des exportations d'hydrocarbures. Le premier retrait du Fonds de stabilisation a été effectué pendant la crise du Covid-19, lorsque 150 Millions de dollars U.S. ont été transférés aux trois niveaux du gouvernement.

Des règles budgétaires correctement conçues sont anticycliques. Elles permettent d'injecter des fonds dans l'économie pendant les périodes de ralentissement économique et de limiter les transferts vers le budget de l'État pendant les périodes d'essor économique. En stabilisant les transferts budgétaires, les règles réduisent les processus coûteux de démarrage et d'arrêt des projets d'investissement public. La mise en œuvre complète de ces règles devrait se traduire par des accumulations substantielles dans le fonds souverain, qui peuvent servir de réserves. Dans les faits, de nombreux pays ont éprouvé des difficultés à

respecter ces règles et à limiter les dépenses pendant les périodes de prix élevés du pétrole (voir l'encadré sur le Nigeria[105]).

Les règles budgétaires axées sur les revenus des ressources naturelles se divisent en deux (2) grandes catégories : les règles fondées sur les revenus et les règles fondées sur les dépenses. Les règles fondées sur les revenus déterminent la part des revenus pétroliers annuels qui sera allouée aux dépenses publiques par rapport à celles qui seront épargnées dans un fonds. Ces règles permettent donc de contrôler les transferts budgétaires, mais pas les dépenses publiques qui pourraient également être financées par des emprunts. Les règles de dépenses fixent un plafond aux dépenses annuelles, toutes sources confondues, et sont donc des règles budgétaires plus larges qui couvriraient également les emprunts.

La performance d'un fonds de stabilisation dépend presque exclusivement de l'application stricte de ces règles budgétaires. Premièrement, les gouvernements successifs doivent adopter l'objectif à long terme du fonds pour garantir la bonne santé des finances publiques. Les règles budgétaires ne sont efficaces que si les règles applicables aux dépôts et aux retraits sont respectées sur le long terme. Pour ce faire, ces règles doivent être clairement définies de manière législative ou réglementaire. En effet, l'absence de règles clairement définies en matière de dépôts et de retraits présente des risques importants. Dans de nombreux pays, cette absence de règles strictes en matière de retrait a entraîné des retraits discrétionnaires de la part de nouveaux gouvernements. Les règles doivent également tenir compte des sources de revenus devant être déposées dans le fonds. Les règles de retrait précisent sur quelle base et à quelle fréquence les retraits peuvent être effectués, où ces fonds doivent aller et s'ils doivent être ou non approuvés par le parlement.

Les dépôts dans un fonds de stabilisation dépendent généralement d'un seuil de prix du pétrole ou d'une proportion de revenus « de référence » préétablis. Ces deux méthodes nécessitent donc un mécanisme de prévision du prix du pétrole pour l'année suivante. Afin de dissocier les allocations budgétaires des revenus annuels volatiles, il convient d'adopter une moyenne mobile des prix du pétrole incluant plusieurs années passées, ainsi que des prévisions de prix futurs pour une (1) ou deux (2) années[106]. Idéalement, le solde du fonds de stabilisation augmente jusqu'à former une réserve capable de lisser les transferts au budget de l'État pendant une période de deux (2) à trois (3) ans.

Le bilan relatif aux fonds de ressources naturelles pour soutenir des allocations stables au budget de l'État est mitigé. Une étude du FMI visant à déterminer si les fonds de stabilisation réduisaient la volatilité des revenus dans les pays riches en ressources naturelles a conclu qu'en moyenne, ces fonds avaient un effet positif[107]. Toutefois, ce succès

---

[105] Voir Boom, Bust, or Prosperity? Managing Sub-Saharan Africa's Natural Resource Wealth, IMF, 2013, p. 25; et NSIA Announces Audited Financial Results for 2020 Financial Year, Nigerian Sovereign Investment Authority, 5 mai 2021.

[106] Une étude précédente sur le Congo recommandait une moyenne mobile de 8 ans comprenant 6 années historiques et 2 années de prévision. Voir, Section II : Macroeconomic and Financial Management of the Volatility and Uncertainty of Congo's Oil Resources, Republic of Congo Economic Update 2015, World Bank.

[107] Voir Naotaka Sugawara, From Volatility to Stability in Expenditure: Stabilization Funds in Resource-Rich Countries, FMI, 2014.

est considéré comme dépendant largement de la qualité de la gouvernance nationale et de celle du fonds. Dans les environnements à faible gouvernance, les investissements peuvent être mal gérés et les fonds peuvent être retirés en violation du cadre législatif ou pour soutenir des politiques fiscales non viables.

PARTIE V : AVIS SUR LES DONNEES

Les Termes de référence demandaient de procéder à une évaluation des données publiées à ce jour pour le Secrétariat permanent de l'ITIE ainsi que des recommandations sur la manière dont de telles données pouvaient être améliorées. Plus précisément : « Chaque section devra être accompagnée d'une analyse de la pertinence et de l'exhaustivité des données ITIE existantes et publiées pour répondre à ces questions ainsi que des recommandations d'amélioration de la divulgation des données. »

Ayant utilisé les mêmes données ITIE dans différentes sections du rapport, nous avons choisi de regrouper les avis sur les données ITIE et les suggestions d'amlioration de la divulgation des données dans cette section dédiée. La section se compose de 4 chapitres. Le Chapitre 14 comprend des avis sur l'accessibilité des contrats et des avenants. Le Chapitre 15 couvre la divulgation des revenus de l'État au niveau du projet, ventilés par instrument fiscal individuel. Le Chapitre 16 évalue les données ITIE sur les volumes de production. Le Chapitre 17 couvre les données ITIE sur les coûts des projets. Le Chapitre 18 évalue les données ITIE relatives aux ventes pétrolières.

Les données extraites des rapports ITIE, ainsi que d'autres données d'entrée utilisées pour ce projet, ont été fournies au Secrétariat permanent de l'ITIE en format Excel et sont reproduites dans leur intégralité dans les Annexes.

14 DISPONIBILITE DES CONTRATS PETROLIERS

En RC, les contrats pétroliers et gaziers ont valeur de loi et sont publiés au Journal officiel. Ce sont des documents publics. Presque tous les CPP sont disponibles sur un ou plusieurs sites Internet du gouvernement (le Journal officiel[108], le Ministère des Finances[109], Le Ministère de l'Economie[110], le cadastre pétrolier[111]). Le cadastre pétrolier a été récemment mis à jour pour intégrer les documents contractuels de certains permis, ce qui permet de relier plus facilement les permis à leurs stipulations contractuelles.

Certains CPP ont été négociés pour des permis d'exploration et ensuite modifiés, souvent de manière substantielle et parfois plusieurs fois avant ou pendant la phase d'exploitation. C'est le cas, par exemple, de Moho Bilondo qui conserve des éléments du CPP Haute Mer originel, mais comporte des modifications majeures des modalités fiscales dans les amendements de 2005, 2012 et 2019. L'utilisation de multiples amendements peut rendre le suivi des modalités fiscales applicables plus complexe pour les non-initiés. Il conviendrait dès lors de rééditer un nouveau CPP consolidé.
Bien que la plupart des documents contractuels soient accessibles au public, ils sont souvent difficiles à trouver, car ils ne sont pas tous centralisés sur une seule et même plateforme. Si la mise en ligne de ces documents a énormément progressé ces dernières années, aucune plateforme (Journal officiel ou Ministère des Finances) ne contient la totalité des CPP et de leurs avenants. De plus, les modalités de recherche de ces sites pourraient être optimisées afin de faciliter les recherches et mettre en avant les efforts de mise à disposition des documents engagés par la RC. Les bonnes pratiques suggèrent également que la RC, ou le Secrétariat permanent de l'ITIE, devrait rendre tous les CPP et les amendements associés disponibles sur un site Internet unique et clairement organisé[112]. Le Tchad et le Ghana comptent parmi les pays mettant en œuvre l'ITIE et disposant de plateformes conçues pour consolider l'accès public aux contrats et aux amendements[113]. En RC, une plateforme adaptée pourrait être le cadastre en ligne, sur lequel ont été téléchargés les accords contractuels correspondants pour certains permis. Afin de maximiser la valeur de cet outil, tous les CPP et les amendements associés doivent être inclus.

Plusieurs versions d'un même CPP peuvent être disponibles : la version publiée au Journal officiel (systématiquement pour les CPP les plus récents) et une version scannée du document signé par les parties. Les annexes telles que les procédures comptables sont généralement jointes - bien qu'elles aient été couramment téléchargées en tant que

[108] In les éditions ordinaires ou spéciales de la Gazette disponibles à l'adresse : https://www.sgg.cg/fr/accueil.html

[109] https://www.finances.gouv.cg/fr/type/secteur-p%C3%A9trolier

[110] https://economie.gouv.cg/fr/documents

[111] https://congo-repo.revenuedev.org/dashboard

[112] Voir Don Hubert et Rob Pitman, Past the Tipping Point? Contract Disclosure within EITI, NRGI, 2017.

[113] Voir : Qu'est-ce que la transparence des contrats ?, ITIE.

documents séparés pour les premiers CPP. Il est important de noter que la disponibilité des CPP dans le Journal officiel facilite l'analyse, car il s'agit de documents lisibles par machine.

15 DONNEES SUR LES REVENUS DE L'ÉTAT AU NIVEAU DES PROJETS

Dans cette section, nous décrivons les données au niveau du projet nécessaires pour effectuer une analyse détaillée des revenus et une modélisation financière. Nous apportons également des commentaires sur les divulgations de l'ITIE en RC et sur la manière dont elles pourraient être améliorées.

15.1 Données nécessaires pour l'analyse des revenus et la modélisation économique

Les modèles financiers permettant de calculer les flux de trésorerie annuels au niveau du projet pour le Contracteur et l'État représentent un outil précieux pour l'analyse des revenus. Ces modèles sont des outils flexibles, permettant une analyse détaillée et basée sur la modification d'une seule variable d'entrée (analyse de sensibilité) ou de plusieurs variables (analyse de scénario). Comme indiqué dans la Partie II, les modèles financiers peuvent être utilisés pour aider à expliquer l'ampleur et les sources des revenus antérieurs de l'État ainsi que pour prévoir les revenus futurs potentiels selon divers scenarios.

Avec des contrats et des amendements se trouvant dans le domaine public, comme c'est le cas en RC, le développement de modèles financiers fiables dépend principalement de l'accès aux données historiques annuelles au niveau du projet individuel (le « projet » étant défini au niveau du périmètre fiscal). Les principales catégories de données requises sont les volumes de production pour chaque produit vendable (par exemple, le pétrole, le GPL, le gaz naturel), le prix fixé pour chacun des produits vendables, et les coûts du projet ventilés par grandes catégories, notamment les coûts d'exploration, d'investissement, d'exploitation et d'abandon.

Les modèles économiques les plus pertinents sont basés sur des données complètes dès le début du cycle de vie du projet. En effet, de nombreux indicateurs clés permettant d'évaluer les projets du point de vue de l'État (part de l'État) et de l'entreprise (TRI) ne prennent sens que si l'investissement initial du Contracteur est inclus dans l'analyse. Idéalement, les divulgations destinées à faciliter la modélisation financière devraient inclure des séries chronologiques cohérentes remontant aux premières dépenses.

La modélisation économique peut également répondre à des questions importantes lorsque l'accent est mis sur un sous-ensemble spécifique d'années, comme cela est le cas dans la Partie II du présent rapport. Outre les données annuelles de production, de prix et de coûts mentionnées ci-dessus, certaines données supplémentaires peuvent s'avérer nécessaires. Parmi ces données, nous retrouvons notamment la production cumulée jusqu'au début de la période de modélisation, permettant de calculer le moment des déclencheurs fiscaux basés sur la production, et le solde de récupération des coûts, permettant de calculer la fin de la saturation de récupération des coûts (lorsque les demandes de récupération des coûts ne nécessiteront plus tout le cost oil disponible.

Bien que le développement de modèles financiers constitue la base la plus complète pour l'analyse des revenus, un tel développement est à la fois complexe et long. Il est essentiel de relever qu'une analyse significative des revenus peut être réalisée sur la base de simples divulgations indiquant chacune des étapes de l'allocation annuelle de la production. Tandis que les divulgations de l'ITIE se sont traditionnellement concentrées sur les revenus (ou les allocations de production) de l'État, de telles divulgations pourraient être étendues pour

couvrir les allocations au Contracteur. Dans le cadre de ce projet, le Secrétariat permanent de l'ITIE a fourni des données sur les allocations au Contracteur, y compris le cost oil, le super-profit oil, et le profit oil. Grâce à ces données, il est possible de réconcilier l'allocation complète de la production annuelle et d'évaluer la position économique annuelle du Contracteur et de l'État.

15.2 Divulgations de l'ITIE

La pertinence d'une déclaration des paiements d'une compagnie et revenus de l'État au niveau d'un projet a été reconnue dans la Norme ITIE, qui demande désormais que les flux de paiements soient désagrégés projet par projet. Selon l'ITIE, « par un projet s'entend des activités opérationnelles qui sont régies par un seul contrat, une licence, un bail, une concession ou tout accord de nature juridique similaire, définissant la base des obligations de paiement envers l'État. »[114] Selon la Norme ITIE, les paiements et les revenus de l'État devaient être déclarés au niveau des projets à compter des rapports portant sur les exercices 2018 et suivants. Dans le rapport ITIE 2018, les paiements et revenus sont déclarés par compagnie et non pas projet. Toutefois, dans le cadre de cette étude, le Secrétariat permanent de l'ITIE a fourni des données sur les revenus de l'État au niveau des projets concernant les paiements en nature (barils) et la PID (dollars) pour les cinq (5) permis identifiés dans les Termes de référence : Marine XII, Nkossa, Nsoko, Moho Bilondo et Kombi-Likalala-Libondo. Ces données sont reproduites à l'Annexe I.3.

Tandis que le Secrétariat permanent de l'ITIE semble s'orienter vers la divulgation publique des paiements et des revenus au niveau des projets, plusieurs facteurs devraient être prioritaires.

Premièrement, afin de faciliter l'analyse des revenus, le niveau du projet doit être défini par un périmètre fiscal. Ce périmètre désigne la zone dans laquelle les revenus et les coûts sont consolidés à des fins de calculs fiscaux. Certaines informations doivent être fournies dans tous les cas où les coûts sont autorisés à être récupérés en dehors du périmètre qui s'applique aux revenus.

Deuxièmement, certaines données doivent être fournies pour chaque instrument fiscal individuel, c'est-à-dire pour chaque flux de revenus soumis à un calcul fiscal différent. Concernant le régime fiscal congolais, cela implique que le super profit oil et l'excess cost oil doivent être déclarés séparément du profit oil. Une analyse précieuse des revenus peut en effet être effectuée en examinant simplement ces deux ensembles de données (allocations du super-profit oil all et allocations de l'excess cost oil). Tout d'abord, si un super-profit oil est versé au cours d'une année donnée pour un permis donné, cela implique que le Prix Fixé a dépassé le Prix Haut. Il est essentiel de comprendre un tel mécanisme étant donné que le super-profit oil constitue une source majeure de revenus pour l'État lorsque les prix du pétrole sont suffisamment élevés. Deuxièmement, si un excess cost oil est versé au cours d'une année donnée un permis donné, cela implique que le permis n'est plus saturé en termes de coûts et qu'en l'absence de nouveaux investissements substantiels, nous pouvons nous attendre à ce que les revenus de l'État provenant du permis augmentent. Afin de faciliter l'analyse des revenus, le super-profit oil, l'excess cost oil et le profit oil doivent être

[114] Norme ITIE 2019, Exigence 4.7.

déclarés séparément pour chaque permis.

16 DONNEES DE PRODUCTION

Depuis 2013, le Secrétariat permanent de l'ITIE a publié des données de production au niveau du permis individuel. Cette divulgation a inclus des données sur la production de pétrole et de GPL.

Pour certains permis, la production est désormais désagrégée au niveau de la zone de développement. De telles données peuvent s'avérer utiles pour comprendre l'évolution de la production pour chaque permis, mais la catégorisation doit rester cohérente d'une année sur l'autre. Lorsqu'une nouvelle zone de développement est signalée (comme pour le permis Moho Bilondo dans les plus récents rapports ITIE), des informations contextuelles doivent également être ajoutées pour interpréter les données quantitatives.

Concernant les champs produisant à la fois du Djeno et du Nkossa (Néné Banga et Litchendjili), la production doit être déclarée ventilée par qualité - comme cela a été fait de manière plus évidente dans les rapports 2017 et 2018.

La réconciliation des données de production peut, à l'image de la réconciliation des données de paiement, permettre d'identifier les écarts problématiques et renforcer la crédibilité des chiffres divulgués. La production a été divulguée à la fois par les sociétés et par l'État pour la première fois dans le rapport ITIE 2018. Le rapprochement des données a montré que les données correspondaient pour la plupart des champs, à l'exception du champ Lianzi-Nemba[115]. On note par ailleurs que pour Moho Bilondo, l'opérateur a déclaré la production au niveau du champ de développement, tandis que l'État l'a déclarée au niveau du permis.

Si les données de production sont bien déclarées par projet et par qualité dans les rapports ITIE, il est toutefois possible de relever quelques divergences dans la production totale par qualité dans les rapports ITIE 2017 et 2018, qui pourraient suggérer un besoin de renforcer les processus de vérification des déclarations[116].

[115] Selon le tableau « Production des hydrocarbures liquides » (p.162, Rapport ITIE 2018), on note un écart d'environ 2,8 millions de barils, provenant principalement du champ Lianzi Nemba.

[116] Dans le rapport ITIE 2017, le tableau p.54 indique 71 468 125 barils de Djeno, 16 053 795 de Nkossa et 3 360 053 barils de « crude oil » produits tandis que le tableau p.56 indique 74 276 060 barils de Djeno et 18 615 934 barils de Nkossa. Dans le rapport ITIE 2018, le tableau 6 p.14 indique 94 985 014 barils de Djeno et 19 599 547 barils de Nkossa produits tandis que le tableau 49 p.138 montre 100 659 704 barils de Djeno et 14 968 570 barils de Nkossa produits.

17 DONNEES DE COUTS

La RC a commencé à divulguer des données sur les coûts au niveau des projets en 2016, dépassant ainsi les exigences de déclaration de l'ITIE. Même si la déclaration des données pourrait être améliorée (voir ci-dessous), la divulgation de ces données représente une réalisation importante pour la RC et le Secrétariat permanent de l'ITIE.

Rendre les données de coûts disponibles par projet est important et permet de comparer les coûts entre les différentes licences d'un pays et avec les licences d'autres juridictions. Les données sur les coûts sont nécessaires pour comprendre les revenus de l'État et l'équilibre économique des projets.

17.1 Catégories de coûts dans les rapports ITIE

Les rapports de l'ITIE présentent les coûts sous différentes catégories - globalement, mais pas systématiquement cohérentes d'une année sur l'autre : développement, exploitation, autres coûts, exploration (et parfois « coûts communs » en 2018).

Dans le rapport 2016, trois (3) catégories de coûts sont présentées : Coûts de développement, Coûts d'exploitation et Autres coûts. En 2017, nous retrouvons quatre (4) catégories de coûts : Développement, Exploitation, Exploration et Autres coûts. Dans certains cas, Autres coûts est défini comme Abandon+ PID, dans d'autres cas, aucune clarification n'est apportée. En 2018, quatre (4) catégories sont à nouveau proposées : Développement, Exploitation, Exploration et Autres coûts. Pour Autres coûts, divers acronymes sont ajoutés, en fonction de la licence, sans description. Par exemple, pour Néné Banga (Marine XII), Autres coûts comprend « CNO&FG,VSM, PID,CP »[117].

Pour la plupart des années et des licences, les « Autres coûts » sont relativement faibles. Toutefois, ces derniers sont très élevés pour certaines années. Par exemple, en 2016, pour Moho Bilondo, les coûts d'exploitation étaient de 240,9 millions de dollars et les « Autres coûts » étaient presque aussi importants, avec 229,6 millions de dollars. De même, pour le champ de Néné Banga (Marine XII), les Coûts d'exploitation étaient de 23,2 millions de dollars et les « Autres coûts » étaient beaucoup plus importants, avec 73,6 millions de dollars[118].

Il semblerait qu'il existe un certain degré de convergence entre les catégories de déclaration de l'ITIE et les catégories comptables telles qu'elles sont définies dans le CPP, qui demande que les coûts pétroliers soient classés en quatre (4) catégories[119].

1) Les travaux d'exploitation et la PID ;

2) Les provisions pour abandon ;

3) Les travaux de développement ;

4) Les travaux d'exploration.

[117] Rapport ITIE 2018 p. 250-252. Il convient de noter que Moho Bilondo (Zone D) ne déclare pas d'Autres coûts, mais déclare une catégorie Coûts Communs (« DC,RA,VS »).

[118] Rapport ITIE 2016, p. 51 et 53.

[119] Voir l'Article 8. II de la Procédure comptable.

Le terme « Autres coûts » n'apparaît pas dans le CPP. L'Article 14 est intitulé « Autres dépenses » et doit inclure les frais d'abandon (PC 14.6), les frais généraux et administratifs (PC 14.2) et tous les coûts conformes aux pratiques du secteur qui ne sont pas spécifiquement exclus dans d'autres articles du CPP (PC 14.4 et 14.5). Il apparait que, au sens du CPP, les coûts de la PID doivent être déclarés avec les travaux d'exploitation tandis que les provisions pour abandon doivent être déclarées séparément.

Les rapports ITIE se doivent d'être cohérents dans la déclaration des coûts entre les différents opérateurs et entre les différentes années. Il peut être plus approprié d'adopter les quatre (4) catégories principales référencées dans le CPP et la Procédure comptable : exploitation, développement, exploration et démantèlement. L'utilisation d'une catégorie de coûts « autres » avec des définitions variables constitue un obstacle à une analyse fiable.

17.2 Exactitude des données de l'ITIE

Certaines des données sur les coûts, contenues dans les rapports ITIE 2016 à 2018, ont été modifiées par le Secrétariat permanent de l'ITIE pendant la phase de collecte des données de ce projet. La plupart des modifications étaient liées à la catégorie des autres coûts et ont donné lieu à des montants plus élevés que ceux indiqués précédemment dans les rapports ITIE. Les modifications les plus importantes ont été appliquées aux montants de 2017.

Ces modifications indiquent potentiellement que les déclarations des compagnies dans le cadre des réconciliations ITIE pour ces années étaient faites à partir de chiffres provisoires. Si cela est le cas, les compagnies devraient être dans l'obligation de l'indiquer au moment de leurs déclarations pour que cela puisse figurer dans les rapports ITIE. En outre, les montants actualisés (et les raisons des changements significatifs) devraient par la suite être mis à disposition dans les rapports ITIE ultérieurs ou dans des documents complémentaires publiés par l'ITIE.

17.3 Format des données de l'ITIE

Toutes les données quantitatives de l'ITIE doivent être mises à disposition dans un format lisible par machine. Lorsque les données sont mises à disposition dans des tableaux insérés dans un document PDF, elles doivent d'abord être extraites avant de pouvoir être utilisées et analysées. Ces étapes supplémentaires nécessitent du temps et augmentent la probabilité d'erreurs.

17.4 Reporting ITIE sur les audits des coûts

Le Secrétariat permanent de l'ITIE est susceptible de vouloir commencer à divulguer des informations relatives au statut des audits des coûts. Le contrôle des coûts pétroliers amont réduit les allocations de coûts pétroliers au profit du Contracteur et augmente les revenus de l'État. Bien que les CPP accordent à l'État le droit d'auditer les coûts, il apparait que l'utilisation d'un tel droit par l'État est variable. Bien que peu d'attention ait été accordée à l'audit des coûts dans le passé, certains États commencent à rendre compte publiquement de leurs efforts de contrôle des coûts et, parfois même, des résultats des audits des coûts. Le Mozambique, par exemple, a créé un précédent important en rendant compte de l'audit

des coûts dans son rapport annuel ITIE et sur le site Internet de l'organisme de réglementation[120].

18 DONNEES DE L'ITIE SUR LES VENTES PETROLIERES

Les données de base utilisées dans l'analyse des ventes pétrolières ont été publiées dans les rapports du Secrétariat permanent de l'ITIE couvrant les années 2016-2018.

Malgré la publication de nombreuses données sur les ventes pétrolières, les rapports ITIE devraient contenir plus de précisions sur la nature de ces données. Notre analyse semble indiquer que les données sont censées représenter le prix de vente effectif réalisé FOB au terminal de chargement du Djeno, tel que déclaré par les vendeurs. Les données semblent également indiquer que les conditions de vente sont identiques pour les enlèvements conjoints avec plus d'un vendeur, bien que cela reste toutefois à confirmer. Il convient également d'apporter des précisions sur le fait que les prix incluent ou excluent les frais de commercialisation, de pipeline, de douane/d'exportation, d'agence, les frais ou pénalités de retard d'enlèvement et de livraison, ainsi que tous les autres frais, crédits et toutes autres charges.

Nous reportons ci-dessous les problèmes identifiés dans les données originales. Lorsque cela était possible, nous avons procédé à des ajustements. L'ensemble complet de données révisées 2016-2018 est fourni à l'Annexe III.1.

18.1 Prix de vente déclaré différent du prix réalisé

Des données complémentaires fournies par le Secrétariat permanent de l'ITIE ont révélé que certaines des données de prix originales publiées dans les rapports ITIE ne correspondaient pas à la réalité du prix réalisé. Nous examinons cette situation plus en détail ci-dessous.

- En 2018, les ventes de Djeno de TEPC ont été déclarées en tant que prix de réalisation mensuel moyen plutôt que de prendre le prix de chaque vente de manière individuelle.
- Les ventes pétrolières d'Eni Congo ont été déclarées sur la base du prix fixé mensuel correspondant pour la vente de Djeno et de Nkossa plutôt que sur le prix réalisé.
- En 2018, Perenco a déclaré le prix moyen mensuel du Brent daté plutôt que le prix de vente réalisé.
- En 2016, le prix de vente des 2 enlèvements conjoints de Nkossa par SNPC AP et Eni Congo a été déclaré comme prix fixé plutôt que le prix de vente réalisé.

Les prix déclarés devraient dans tous les cas être le prix de vente réalisé pour la cargaison individuelle.

[120] Voir le Rapport ITIE 2019, Mozambique, p. 107 et un Résumé des conclusions de l'audit conduit par le régulateur INP.

18.2 Déclaration de tous les vendeurs dans les enlèvements conjoints

Les données initiales de l'ITIE ne reflétaient pas toujours avec précision les enlèvements conjoints. Les données ultérieures fournies par le Secrétariat permanent de l'ITIE ont permis d'identifier des cas où les enlèvements comprenaient plusieurs vendeurs, notamment :

- Certaines ventes identifiées comme Congorep étaient des enlèvements conjoints de Congorep et Perenco.
- Certaines ventes de Congorep, effectuées dans le cadre d'enlèvements conjoints avec Perenco, sont déclarées sous différentes dates dans le rapport de l'ITIE de 2018.
- Deux (2) ventes identifiées comme étant de TEPC dans le rapport de l'ITIE de 2017 (11 novembre et 28 novembre 2017) étaient des enlèvements conjoints avec Hemla.
- En 2018, certains des volumes vendus par Hemla dans le cadre d'enlèvements conjoints avec TEPC ont été déclarés de manière erronée dans le rapport de l'ITIE.
- Certaines ventes identifiées comme étant celles d'Eni Congo étaient des enlèvements conjoints avec New Age et/ou Kontinent.

Dans les cas d'enlèvements conjoints, les ventes déclarées doivent être ventilées par vendeur.

18.3 Exactitude dans la déclaration des ventes pétrolières

Certaines incohérences ont été identifiées dans les données initiales de l'ITIE sur la base d'informations ultérieures fournies par le Secrétariat permanent de l'ITIE, notamment :

- Pour les ventes d'Hemla en 2018, les données de l'ITIE présentent les volumes totaux corrects, cependant les dates et les volumes des ventes individuelles n'étaient pas corrects.
- Pour Congorep/Perenco en 2017, une vente n'a pas été incluse comme manquante dans le rapport de l'ITIE.

18.4 Absence de déclaration par certaines compagnies

Les données de l'ITIE sur les ventes pétrolières comprennent les ventes réalisées par les opérateurs et les principaux partenaires de coentreprises. Cependant, aucune donnée n'est disponible pour les partenaires de coentreprise plus petits, notamment AOGC, PetroCongo et, sauf pour 2016, Kontinent. Des éclaircissements devraient être fournis sur la nature de la vente initiale par tous les partenaires de coentreprise.

18.5 Autres problèmes relatifs aux données

- En 2016, le rapport de l'ITIE a consolidé toutes les ventes de Djeno de TEPC, ne fournissant qu'un volume total avec un prix de vente moyen et aucune information sur les acheteurs.
- En 2018, trois (3) ventes de Chevron (5 mars 2018, 26 avril 2018 et 14 octobre 2018) ont été signalées comme qualité vendue Nkossa, alors que le prix de vente ainsi que les volumes vendus indiquent qu'il s'agissait de butane.
- Dans certains cas, les valeurs totales des ventes telles que déclarées n'étaient pas exactement égales au volume déclaré multiplié par le prix unitaire déclaré.
- En 2018, le rapport de l'ITIE ne contenait pas d'acheteurs ou de destinations pour Perenco.

- En 2018, le rapport de l'ITIE n'incluait pas le prix de vente réalisé pour Congorep.
- Dans le rapport de l'ITIE de 2018, les dates de certaines ventes de Djeno par TEPC étaient différentes de celles figurant dans l'ensemble de données fourni par le Secrétariat permanent de l'ITIE.

ANNEXES

L'annexe I présente tout d'abord les données de production, de ventes et de coûts par permis qui ont été utilisées pour chaque permis modélisés. L'annexe II contient les données de coûts (investissement, exploitation, autres) utilisées pour l'analyse comparative des coûts. Enfin, l'annexe III présente les ventes pétrolières telles qu'elles ont été rendues disponibles dans les rapports ITIE puis par le Secrétariat permanent de l'ITIE, et qui ont été analysées dans ce rapport.

Les cellules en bleu contiennent des données publiées dans les rapports ITIE Congo. Les cellules en vert contiennent des données communiquées par le Secrétariat permanent de l'ITIE au cours du projet. Les cellules grises contiennent des hypothèses générées à partir des données disponibles.

	Données publiées dans les rapports ITIE-Congo.
	Données communiquées par le Secrétariat permanent de l'ITIEdans le cadre du projet.
	Données obtenues sur le site du Ministère des Finances de la RC.
	Hypothèses générées à partir des informations disponibles.
	Données complétées sur la base des données disponibles.

Annexe I : DONNEES DE MODELISATION

I.1 Données historiques – 2013-2020

Données publiées dans les rapports ITIE-Congo.
Données communiquées par le Secrétariat permanent de l'ITIE dans le cadre du projet.
Hypothèses générées à partir des informations disponibles.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Production								
Pétrole (barils/an)								
Nkossa	7 274 601,21	8 474 068,18	7 832 311,49	7 271 798,00	6 710 884,00	6 197 396,00	5 272 779,55	3 785 500,00
Nsoko	897 481,41	655 721,35	887 098,28	750 526,00	767 848,00	553 828,00	338 021,52	592 738,24
Moho Bilondo	19 447 364,20	20 182 617,15	15 296 483,69	17 000 243,24	35 274 046,93	55 634 612,76	56 357 201,90	52 048 200,00
Kombi-Likalala-Libondo	5 645 743,36	6 260 359,70	7 060 592,00	6 139 052,00	5 677 472,00	6 402 383,00	6 485 628,95	5 562 900,00
Gaz de Pétrole Liquéfié (barils/an)								
Nkossa	1 354 833,68	1 632 663,33	1 760 739,46	1 778 799,00	1 365 792,00	982 605,00	1 159 894,95	1 227 900,00
Nsoko	91 936,06	74 481,89	99 910,99	81 038,00	79 019,00	61 114,00	49 182,21	161 798,27
Volumes de ventes								
Pétrole (barils/an)								
Nkossa	7 475 460,00	8 894 847,00	7 706 230,00	7 917 020,00	7 347 519,00	5 786 556,00	6 402 006,00	3 785 500,00
Nsoko	711 586,00	802 627,00	893 347,00	696 436,00	586 186,00	633 821,00	245 384,00	592 738,24
Moho Bilondo	18 113 640,00	18 917 859,00	15 366 923,00	15 591 395,00	32 634 275,00	52 389 182,00	54 643 199,00	52 048 200,00
Kombi-Likalala-Libondo	4 729 980,00	5 824 023,00	5 997 207,00	6 185 057,00	5 561 696,00	5 989 772,00	6 192 171,00	5 562 900,00

Gaz de Pétrole Liquéfié (barils/an)								
Nkossa	1 269 476,00	1 825 771,00	1 494 517,00	2 006 024,00	1 295 576,00	925 568,00	1 161 818,00	1 227 900,00
Nsoko	68 949,00	68 847,00	105 817,00	97 638,00	300 855,00	62 244,00	28 430,00	161 798,27
Coûts								
Coûts d'investissement (dollars/an)								
Nkossa	331 707 000,00	170 955 000,00	108 699 000,00	38 560 000,00	50 600 000,00	118 000 000,00		
Nsoko	812 000,00	38 951 000,00	692 000,00	156 000,00	256 000,00	-		
Moho Bilondo	1 286 782 000,00	2 118 212 000,00	3 130 574 000,00	2 571 201 000,00	1 153 232 000,00	653 590 000,00		
Kombi-Likalala-Libondo	51 014 000,00	171 511 000,00	76 641 000,00	28 662 000,00	18 200 000,00	60 000 000,00		
Coûts d'exploitation (dollars/an)								
Nkossa	150 180 000,00	157 675 000,00	123 190 000,00	102 411 000,00	107 000 000,00	81 400 000,00	77 200 000,00	66 200 000,00
Nsoko	7 772 000,00	6 747 000,00	6 855 000,00	5 811 000,00	6 100 000,00	6 100 000,00	4 600 000,00	10 000 000,00
Moho Bilondo	148 069 000,00	183 885 000,00	135 704 000,00	240 885 000,00	536 790 000,00	243 780 000,00	281 800 000,00	286 300 000,00
Kombi-Likalala-Libondo	64 376 000,00	83 224 000,00	66 552 000,00	62 324 000,00	42 780 000,00[121]	36 400 000,00	64 900 000,00	61 200 000,00
Autres Coûts (dollars/an)								
Nkossa	62 049 000,00	19 081 000,00	2 071 000,00	55 091 000,00	89 160 000,00[122]	7 800 000,00		
Nsoko	1 805 000,00	1 199 000,00	477 000,00	866 000,00	1 153 000,00	-		

[121] Donnée initialement publiée : 57 550 584,00 millions USD

[122] Donnée initialement publiée : 43 283 984,00 millions USD

Moho Bilondo	24 602 000,00	36 134 000,00	147 013 000,00	229 582 000,00	331 796 000,00[123]	4 420 000,00		
Kombi-Likalala-Libondo	-	-	-	116 023 000,00	54 606 000,00[124]	10 700 000,00		
Balance des coûts non récupérés (dollars)								
Nkossa	3 718 477 437,29	3 933 959 160,90	4 033 747 484,51	1 699 453 920,97	1 637 244 559,49	1 675 471 438,52	1 627 588 128,39	
Nsoko	32 868 526,80	67 578 341,40	60 087 593,89	53 552 165,46	44 507 705,68	39 247 976,55	-	
Moho Bilondo	3 428 502 586,55	5 523 172 068,01	8 492 181 989,21	11 097 814 713,99	11 550 295 716,86	10 228 118 162,50	8 720 831 642,90	
Kombi-Likalala-Libondo	192 335 440,36	310 285 885,68	333 798 362,66	380 991 739,21	346 679 753,65	346 490 598,50	-	

[123] Donnée initialement publiée : 19 100 887,00 millions USD

[124] Donnée initialement publiée : 31 316 115,00 millions USD

I.2 Hypothèses prévisionnelles – 2021-2025

Hypothèses générées à partir des informations disponibles.

	2021	2022	2023	2024	2025
Production					
Pétrole (Millions de barils/an)					
Nkossa	3,2	2,7	2,3	2,0	1,7
Nsoko	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3
Moho Bilondo	44,2	37,6	32,0	27,2	23,1
Kombi-Likalala-Libondo	4,7	4,0	3,4	2,9	2,5
Gaz de Pétrole Liquéfié (Millions de barils/an)					
Nkossa	1,0	0,9	0,8	0,6	0,5
Nsoko	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Volumes de Ventes					
Pétrole (Millions de barils/an)					
Nkossa	3,2	2,7	2,3	2,0	1,7
Nsoko	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3
Moho Bilondo	44,2	37,6	32,0	27,2	23,1
Kombi-Likalala-Libondo	4,7	4,0	3,4	2,9	2,5
Gaz de Pétrole Liquéfié (Millions de barils/an)					
Nkossa	1,0	0,9	0,8	0,6	0,5
Nsoko	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Coûts					
Coûts d'Exploitation (Millions de dollars/an)					
Nkossa	65,5	64,9	64,2	63,6	62,9
Nsoko	9,9	9,8	9,7	9,6	9,5
Moho Bilondo	283,4	280,6	277,8	275,0	272,2
Kombi-Likalala-Libondo	60,6	60,0	59,4	58,8	58,2

I.3 Paiements par projet

Données communiquées par le Secrétariat permanent de l'ITIE dans le cadre du projet.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
RMP (barils/an)								
Nkossa	1 035 532,19	1 212 807,78	1 150 775,37	1 086 071,65	1 211 501,46	931 109,37	964 901,18	752 200,00
Nsoko	148 412,62	109 530,49	148 539,61	124 734,70	127 030,01	92 241,32	58 080,56	106 565,88
Moho Bilondo	2 917 104,63	3 027 392,57	2 294 473,00	2 544 119,61	5 291 107,04	8 345 191,91	8 453 580,29	7 807 200,00
Kombi-Likalala-Libondo	846 861,50	939 053,96	1 059 088,79	920 857,83	851 620,85	960 357,47	972 844,34	834 400,00
Marine XII	0,00	374,55	261 163,75	503 860,73	910 954,61	1 487 814,46	1 529 300,69	1 281 500,00
Super profit oil (barils/an)								
Nkossa	4 299 865,84	4 611 154,10	1 984 909,07	1 223 786,20	0,00	175 609,83	3 247,71	0,00
Nsoko	494 134,10	324 845,04	249 582,49	144 579,15	230 376,64	228 103,83	49 892,76	16 700,99
Moho Bilondo	7 373 059,96	7 204 474,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Kombi-Likalala-Libondo	2 064 214,50	2 061 827,04	810 283,57	327 753,97	850 285,86	1 490 269,68	1 344 178,25	180 700,00
Marine XII	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Profit Oil [125] (barils/an)								
Nkossa	307 067,09	497 989,02	601 751,85	800 852,69	798 226,93	625 192,41	744 365,48	448 800,00
Nsoko	25 038,25	23 838,90	53 151,75	62 845,02	37 131,88	22 628,45	130 182,75	96 900,00
Moho Bilondo	1 845 601,07	1 919 613,37	1 382 720,00	763 235,88	1 587 332,11	2 503 557,57	2 536 074,09	2 342 200,00
Kombi-Likalala-Libondo	61 959,96	167 595,16	586 591,88	232 570,21	302 287,66	308 447,42	500 974,69	761 400,00

[125] Le profit oil inclut l'excess cost oil.

Marine XII	0,00	149,82	125 880,24	305 837,71	507 268,32	665 221,73	715 989,26	560 900,00
PID (dollars/an)								
Nkossa	8 975 384,31	9 405 057,81	4 501 559,80	3 623 092,66	4 148 099,89	4 141 674,40	3 731 816,88	
Nsoko	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	226 973,39	
Moho Bilondo	20 534 758,02	19 129 832,35	7 309 913,09	6 812 457,65	19 100 886,83	38 231 386,15	36 274 260,18	
Kombi-Likalala-Libondo	5 947 834,29	5 857 725,38	3 371 341,10	2 482 465,58	3 029 062,74	4 389 943,73	4 175 400,34	
Marine XII		1 380,51	659 668,31	1 755 118,05	3 837 446,99	7 350 229,68	6 941 514,96	

I.4 Partage de la production - part du Contracteur

Données communiquées par le Secrétariat permanent de l'ITIE dans le cadre du projet.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Cost oil (barils/an)								
Nkossa	1 380 740,31	1 915 774,33	3 477 385,02	3 737 590,19	4 442 172,01	3 235 774,36	3 538 209,00	2 757 400,00
Nsoko	154 314,07	145 520,27	339 909,64	326 927,10	310 654,34	180 131,51	5 288,10	271 650,69
Moho Bilondo	2 999 226,44	3 627 758,34	9 318 784,00	11 872 558,17	24 691 832,85	38 944 228,93	39 450 041,33	36 433 700,00
Kombi-Likalala-Libondo	1 411 435,84	1 618 876,36	2 808 118,09	2 777 410,26	2 080 905,63	1 872 965,47	2 044 794,64	2 145 400,00
Marine XII	0,00	1 747,89	1 159 978,59	2 065 054,41	3 857 509,35	6 586 313,15	6 751 899,91	5 980 400,00
Cost gas (barils/an)								
Nkossa								
Nsoko								
Moho Bilondo								
Kombi-Likalala-Libondo								
Marine XII		0,00	60 402,38	299 697,64	459 856,07	416 883,46	448 357,72	565 700,00
Super profit oil (barils/an)								
Nkossa	883 534,08	947 497,42	407 858,03	251 462,92	0,00	90 465,67	1 737,52	0,00
Nsoko	105 885,88	69 609,65	53 481,96	30 981,25	49 366,42	48 879,39	8 804,60	2 947,23
Moho Bilondo	1 301 128,23	1 271 377,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Kombi-Likalala-Libondo	1 063 383,23	1 062 153,33	417 418,81	168 842,95	844 964,61	767 714,69	692 455,46	0,00
Marine XII	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Profit Oil (barils/an)								
Nkossa	307 067,09	497 989,02	601 751,85	800 852,69	798 226,93	625 192,41	744 365,48	0,00
Nsoko	50 835,24	48 400,18	107 914,16	127 594,43	75 388,96	45 942,62	120 535,54	181 216,12
Moho Bilondo	3 011 243,86	3 132 000,76	2 300 508,00	1 780 883,73	3 703 774,93	5 841 634,34	5 917 506,20	0,00
Kombi-Likalala-Libondo	115 068,50	311 248,16	1 089 384,92	431 916,10	561 391,36	572 830,93	930 381,56	0,00
Marine XII	0,00	224,73	149 140,10	265 507,00	495 965,49	846 811,69	868 101,42	0,00
Profit Gas (barils/an)								
Nkossa								
Nsoko								
Moho Bilondo								
Kombi-Likalala-Libondo								
Marine XII			23 831,99	116 065,80	159 121,31	147 324,44	156 014,86	

I.5 Prix haut – USD/bbl

Données communiquées par le Secrétariat permanent de l'ITIE dans le cadre du projet.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Nkossa							
Trimestre 1	32,386	32,283	32,741	33,229	65,000	68,399	69,301
Trimestre 2	32,497	32,436	32,741	33,290	65,000	68,733	69,432
Trimestre 3	32,043	32,619	33,046	33,534	67,650	69,483	69,965
Trimestre 4	32,154	32,741	33,168	33,656	68,041	68,975	70,291
Nsoko							
Trimestre 1	29,953	29,918	30,342	30,794	31,356	31,929	32,338
Trimestre 2	30,056	30,059	30,342	30,851	31,530	32,072	32,398
Trimestre 3	29,685	30,229	30,625	31,077	31,579	32,422	50,000
Trimestre 4	29,787	30,342	30,738	31,190	31,747	32,185	50,000
Moho Bilondo							
Trimestre 1	26,977	27,184	27,569	27,980	97,364	99,141	101,375
Trimestre 2	27,070	27,312	27,569	28,032	97,364	99,616	101,375
Trimestre 3	26,961	27,467	27,826	28,237	98,055	100,702	102,325
Trimestre 4	27,107	27,569	27,929	28,340	98,579	100,897	102,803
Kombi-Likalala-Libondo							
Trimestre 1	36,544	36,773	37,294	37,858	38,541	39,240	40,207
Trimestre 2	36,670	36,946	37,294	37,920	38,754	39,440	40,282
Trimestre 3	36,485	37,155	37,642	38,198	38,814	39,870	40,568
Trimestre 4	36,668	37,294	37,781	38,337	39,021	40,020	40,758

Annexe II : Données sur les coûts

II.1 Données ITIE sur les coûts pour 2016-18

II.1.1 Coûts d'investissement - millions USD/an

Données publiées dans les rapports ITIE-Congo.

License	2016	2017	2018
Moho bilondo	2 571,20	1 233,64	653,59
Nkossa	38,60	50,63	118,08
Nsoko	0,20	0,26	-
Yanga Sendji	67,50	33,15	54,81
Kombi Likalala Libondo	28,70	-	60,02
Djambala II	-0,10	3,78	1,73
Foukanda II	6,30	31,21	6,86
Mwafi II	5,80	4,92	5,41
Kitina II	13,50	24,27	20,04
Awa paloukou	3,90	-	14,02
Marine XII	0,20	-	-
Néné Banga	273,60	402,55	185,80
Loango II	52,30	49,24	50,50
Zatchi II	25,40	26,08	23,45
Ikalou -Ikalou sud	2,80	1,06	3,38
Kouakouala	0,40	2,80	1,61
Mboundi	38,40	36,03	41,87
Zingali	-0,10	0,47	0,12
Emeraude	2,80	61,94	1,19
Likouala	8,20	117,13	48,32
Pointe Indienne	0,00	-	-
MKB	2,00	-	-
Tchibouela	-	-	3,42
Tchendo	-	-	2,94
Tchibeli-Litanzi	-	18,23	1,34
Banga Kayo	-	-	223,67

II.1.2 Coûts d'Exploitation – millions USD/an

Données publiées dans les rapports ITIE-Congo.

Permis	2016	2017	2018
Moho bilondo	240,90	536,80	243,79
Nkossa	102,40	107,03	81,50
Nsoko	5,80	6,18	-
Yanga Sendji	85,20	69,23	66,42
Kombi Likalala Libondo	62,40	-	36,44
Djambala II	1,80	0,29	1,24
Foukanda II	19,00	8,81	12,16
Mwafi II	14,90	19,69	12,40
Kitina II	16,70	17,11	8,57
Awa paloukou	16,70	-	16,28
Marine XII	-	-	-
Néné Banga	23,20	101,17	67,40
Loango II	57,40	72,90	46,32
Zatchi II	41,90	48,24	31,56
Ikalou -Ikalou sud	10,80	15,69	12,40
Kouakouala	6,10	6,93	7,27
Mboundi	89,00	97,77	80,07
Zingali	2,60	5,89	2,64
Emeraude	44,60	-	45,27
Likouala	57,10	-	48,39
Pointe Indienne	0,50	-	-
MKB	5,90	-	2,45
Tchibouela	-	-	55,04
Tchendo	-	-	16,04
Tchibeli-Litanzi	-	57,55	17,63
Banga Kayo	-	-	2,54

II.1.3 Autres Coûts – millions USD/an

Données publiées dans les rapports ITIE-Congo.

Permis	2016	2017	2018
Moho bilondo	229,60	19,10	4,42
Nkossa	55,10	43,28	-7,82
Nsoko	0,90	1,30	-
Yanga Sendji	39,20	32,96	1,12
Kombi Likalala Libondo	116,00	-	10,71
Djambala II	0,90	-	1,13
Foukanda II	10,00	-	0,81
Mwafi II	6,00	-	4,98
Kitina II	27,30	-	11,75
Awa paloukou	25,10	-	7,54
Marine XII	14,50	-	-
Néné Banga	73,60	-	109,94
Loango II	16,70	-	24,58
Zatchi II	11,80	-	15,12
Ikalou -Ikalou sud	-2,80	-	6,83
Kouakouala	2,30	0,74	2,01
Mboundi	41,00	-	35,85
Zingali	0,50	-	0,46
Emeraude	13,90	-	10,47
Likouala	12,00	-	29,23
Pointe Indienne	-	-	-
MKB	3,90	-	4,34
Tchibouela	-	-	31,90
Tchendo	-	-	8,95
Tchibeli-Litanzi	-	31,32	8,03
Banga Kayo	-	-	14,26

II.2 Données ITIE sur les coûts – Permis prioritaires 2013-2018

Données publiées dans les rapports ITIE-Congo.
Données communiquées par le Secrétariat permanent de l'ITIE dans le cadre du projet.

Permis	Type	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nkossa (Haute Mer Zone A)	Coûts exploitation - $	150 180 000,00	157 675 000,00	123 190 000,00	102 411 000,00	107 000 000,00	81 400 000,00
	Autres coûts - $	62 049 000,00	19 081 000,00	2 071 000,00	55 091 000,00	89 160 000,00[126]	7 800 000,00
Nsoko (Haute Mer Zone B)	Coûts exploitation - $	7 772 000,00	6 747 000,00	6 855 000,00	5 811 000,00	6 100 000,00	-
	Autres coûts - $	1 805 000,00	1 199 000,00	477 000,00	866 000,00	1 153 000,00	-
Moho Bilondo (Haute Mer Zone D)	Coûts exploitation - $	148 069 000,00	183 885 000,00	135 704 000,00	240 885 000,00	536 790 000,00	243 780 000,00
	Autres coûts - $	24 602 000,00	36 134 000,00	147 013 000,00	229 582 000,00	331 796 000,00[127]	4 420 000,00
Kombi-Likalala-Libondo	Coûts exploitation - $	64 376 000,00	83 224 000,00	66 552 000,00	62 324 000,00	42 780 000,00[128]	36 400 000,00
	Autres coûts - $	-	-	-	116 023 000,00	54 606 000,00[129]	10 700 000,00
Marine XII	Coûts exploitation - $	-	-	12 517 000,00	45 155 000,00	61 304 000,00	61 304 000,00
	Autres coûts - $	37 100 000,00	101 941 000,00	106 911 000,00	133 540 000,00	86 645 000,00	165 107 000,00

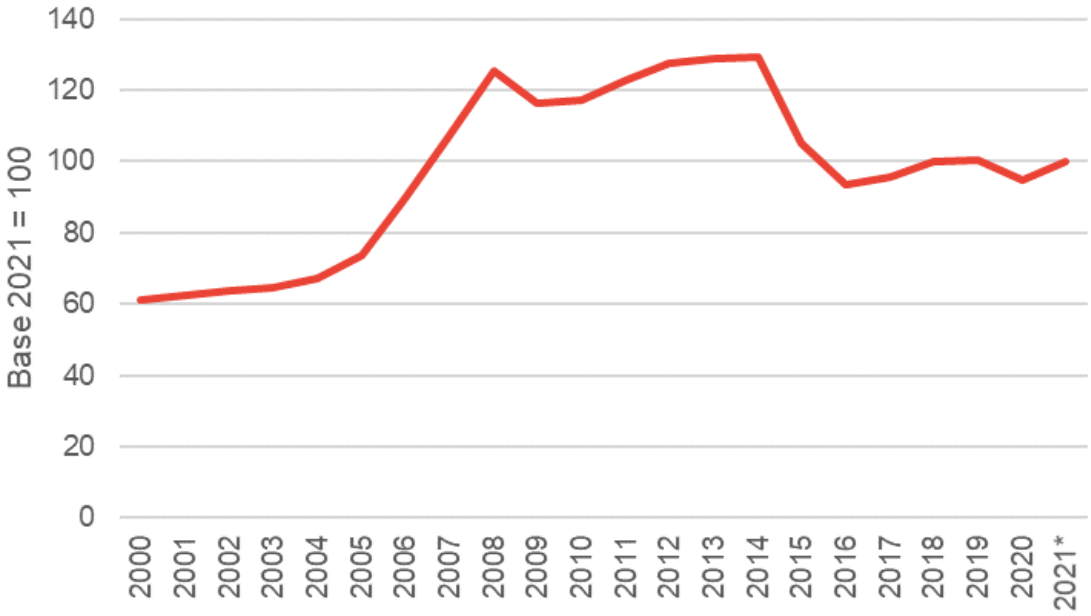
[126] Donnée initialement publiée : 43 283 984,00 millions USD

[127] Donnée initialement publiée : 19 100 887,00 millions USD

[128] Donnée initialement publiée : 57 550 584,00 millions USD

[129] Donnée initialement publiée : 31 316 115,00 millions USD

II.3 Indice UCCI (Upstream Capital Cost Index) d'IHS



Coûts d'investissement Offshore amont IHS Cera– Année de base 2021

Annexe III : DONNEES SUR LES VENTES PETROLIERES

III.1 Données ITIE sur les ventes pétrolières par vendeur 2016-2018

III.1.1 Djeno

Données publiées dans les rapports ITIE-Congo.
Données communiquées par le Secrétariat permanent de l'ITIE dans le cadre du projet.
Données complétées sur la base des données disponibles.

Compagnie	Date d'expédition	Volume (bbl)	Prix ($/bbl)	Acheteur	Destination
SNPC-Mandat	2-janv.-16	920 215,48	29,30	GLENCORE ENERGY	Espagne
Total E&P	9-janv.-16	920 056,43	25,89	TOTSA	Inde
ENI	15-janv.-16	918 317,99	23,01	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
SNPC-Mandat	21-janv.-16	921 433,35	23,58	UNIPEC	Chine
Total E&P	27-janv.-16	919 936,35	27,45	TOTSA	South Korea
Congorep	3-févr.-16	921 437,75	26,91	Belgium, Brussels, Geneva Branch	Chine
ENI	8-févr.-16	940 961,46	25,61	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
Total E&P	14-févr.-16	963 359,91	27,70	TOTSA	Chine
ENI	21-févr.-16	920 629,77	28,71	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
Chevron	26-févr.-16	881 572,35	27,98	Chevron products Company U.S.A.	Chine
Total E&P	4-mars-16	877 324,96	33,86	TOTSA	Chine
ENI	12-mars-16	878 399,74	34,61	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
Congorep	17-mars-16	882 666,97	34,48	Rabobank International, Singapore	Chine
Total E&P	22-mars-16	880 020,40	34,29	TOTSA	Chine
ENI	27-mars-16	998 882,30	33,32	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
SNPC-Mandat	3-avr.-16	998 958,02	32,78	UNIPEC	Chine
ENI	12-avr.-16	961 297,70	38,47	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
Total E&P	19-avr.-16	880 692,21	39,58	TOTSA	Chine
ENI	23-avr.-16	961 643,62	40,71	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
Congorep	30-avr.-16	951 551,05	38,28	Barclays Bank PLC, London	Chine
Total E&P	04/mai/16	920 510,96	40,34	TOTSA	Chine
Chevron	11/mai/16	885 856,30	41,39	Chevron products Company U.S.A.	Chine
Total E&P	15/mai/16	881 591,76	44,56	TOTSA	Chine
ENI	20/mai/16	921 892,77	44,85	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
SNPC-Mandat	26/mai/16	914 827,77	42,63	TRAFIGURA	France

Total E&P	31/mai/16	920 551,51	44,48	TOTSA	Chine
ENI	7-juin-16	920 425,71	45,73	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
SNPC-Mandat	12-juin-16	922 396,32	45,02	ZHENHUA OIL CO LTD	Chine
Total E&P	16-juin-16	920 588,62	44,24	TOTSA	Chine
Congorep	23-juin-16	921 160,37	44,74	Rabobank International, Singapore	Chine
Chevron	28-juin-16	920 929,02	44,04	Chevron products Company U.S.A.	Asie
SNPC-Mandat	6-juil.-16	997 314,82	42,02	UNIPEC	Chine
Total E&P	11-juil.-16	911 020,54	41,90	TOTSA	Chine
ENI	19-juil.-16	920 873,55	41,00	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
Total E&P	23-juil.-16	999 538,86	38,59	TOTSA	Chine
ENI	29-juil.-16	1 007 496,64	37,04	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
SNPC-Mandat	4-août-16	920 078,43	38,27	UNIPEC	Chine
SNPC-Mandat	10-août-16	999 468,85	38,18	GLENCORE ENERGY	Italie
Total E&P	15-août-16	879 380,80	45,25	TOTSA	Chine
Congorep	21-août-16	881 293,39	42,68	Repsol Trading SA	Espagne
Chevron	26-août-16	880 429,16	43,10	Chevron products Company U.S.A.	Chine
Total E&P	4-sept.-16	934 365,91	43,93	TOTSA	Chine
SNPC-Mandat	9-sept.-16	904 267,73	41,64	TRAFIGURA	Chine
ENI	14-sept.-16	897 013,62	43,18	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
SNPC-Activités propres	20-sept.-16	921 434,60	41,39	GLENCORE ENERGY	Chine
Total E&P	27-sept.-16	921 311,95	44,28	TOTSA	Chine
ENI	2-oct.-16	916 578,84	47,19	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
SNPC-Mandat	8-oct.-16	920 492,38	47,59	ZHENHUA OIL CO LTD	Chine
Total E&P	16-oct.-16	920 865,53	47,35	TOTSA	Chine
Congorep	21-oct.-16	921 045,33	47,11	Repsol Trading SA	Espagne
Total E&P	27-oct.-16	881 913,57	42,87	TOTSA	Chine
ENI	3-nov.-16	881 327,98	40,53	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
SNPC-Mandat	8-nov.-16	880 606,08	40,27	UNIPEC	Chine
Chevron	14-nov.-16	881 127,34	41,93	Chevron products Company U.S.A.	Chine
Total E&P	21-nov.-16	881 511,65	43,95	TOTSA	Chine
SNPC-Mandat	27-nov.-16	881 383,33	45,38	TRAFIGURA	Espagne
ENI	3-déc.-16	881 205,33	49,17	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
Total E&P	9-déc.-16	881 385,22	51,22	TOTSA	Chine
ENI	15-déc.-16	881 383,33	51,93	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
SNPC-Mandat	22-déc.-16	881 317,92	51,57	GLENCORE ENERGY	Chine

ENI	28-déc.-16	878 010,78	52,53	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
Total E&P	3-janv.-17	878 776,03	52,22	TOTSA	Chine
Congorep	10-janv.-17	882 195,35	52,73	Vitol SA	Chine
Chevron	16-janv.-17	880 985,82	52,41	Chevron products Company U.S.A.	Chine
SNPC-Mandat	22-janv.-17	881 334,00	51,10	TRAFIGURA	Chine
Total E&P	28-janv.-17	901 378,15	53,90	TOTSA	Chine
ENI	4-févr.-17	880 790,91	53,80	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
Total E&P	11-févr.-17	931 329,45	52,83	TOTSA	Chine
SNPC-Mandat	17-févr.-17	880 868,00	53,38	UNIPEC	Chine
Congorep	23-févr.-17	881 426,73	53,77	Vitol SA	Chine
ENI	2-mars-17	881 139,29	52,64	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
SNPC-Mandat	8-mars-17	882 304,00	48,88	GLENCORE ENERGY	Chine
Total E&P	14-mars-17	881 489,00	49,74	TOTSA	Chine
Chevron	20-mars-17	881 110,35	49,37	Chevron products Company U.S.A.	Chine
SNPC-Mandat	26-mars-17	881 386,00	47,35	LYNX ENERGY TRADING LTD	Chine
Total E&P	1-avr.-17	920 373,32	52,35	TOTSA	Chine
Congorep	7-avr.-17	921 454,73	52,54	Petroineos Trading Limited	Chine
ENI	10-avr.-17	920 635,16	52,37	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
SNPC-Mandat	16-avr.-17	881 886,00	52,92	UNIPEC	Chine
Congorep	21-avr.-17	882 137,49	51,94	UNIPEC	Chine
Total E&P	25-avr.-17	881 975,15	48,90	TOTSA	Chine
Chevron	30-avr.-17	880 877,67	47,47	Chevron products Company U.S.A.	Chine
SNPC-Mandat	07/mai/17	920 927,00	46,46	ZHENHUA OIL CO LTD	Chine
Total E&P	11/mai/17	883 573,17	49,86	TOTSA	Chine
ENI	16/mai/17	881 557,10	51,57	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
Total E&P	20/mai/17	880 778,97	51,32	TOTSA	Chine
SNPC-Mandat	25/mai/17	883 343,00	48,50	ABN AMRO BANK NV	Chine
Congorep	30/mai/17	881 256,91	48,29	ING Belgium Brussels, Geneva	Chine
Chevron	3-juin-17	878 143,39	46,26	Chevron products Company U.S.A.	Chine
Total E&P	9-juin-17	881 616,26	45,27	TOTSA	Chine
SNPC-Mandat	14-juin-17	880 907,00	44,98	UNIPEC	Chine
ENI	18-juin-17	922 160,10	45,31	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
Total E&P	22-juin-17	880 704,42	44,36	TOTSA	Chine
Chevron	26-juin-17	880 972,60	45,86	Chevron products Company U.S.A.	Chine
SNPC-Mandat	30-juin-17	878 405,00	46,75	GLENCORE ENERGY	Chine

Total E&P	5-juil.-17	920 775,00	45,79	TOTSA	Chine
ENI	8-juil.-17	880 408,05	47,29	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
Total E&P	13-juil.-17	192 482,73	46,87	TOTSA	Chine
SNPC-Activités propres	16-juil.-17	880 876,00	46,25	ABN AMRO BANK NV	Chine
Congorep	20-juil.-17	922 511,39	46,86	ING Belgium Brussels, Geneva	Chine
Total E&P	23-juil.-17	731 672,63	48,62	TOTSA	Chine
Total E&P	28-juil.-17	920 925,52	55,94	TOTSA	Lomé
Chevron	2-août-17	921 123,28	50,75	Chevron products Company U.S.A.	Chine
SNPC-Mandat	6-août-17	883 498,00	49,06	TRAFIGURA	Chine
ENI	11-août-17	911 464,56	51,02	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
Total E&P	14-août-17	881 633,04	49,44	TOTSA	Chine
Chevron	20-août-17	880 303,10	51,08	Chevron products Company U.S.A.	Chine
Total E&P	25-août-17	923 222,18	51,51	TOTSA	Chine
ENI	28-août-17	880 163,73	51,76	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
Congorep	2-sept.-17	922 168,89	52,17	ING Belgium Brussels, Geneva	Chine
Total E&P	8-sept.-17	920 156,64	55,53	TOTSA	Chine
Total E&P	12-sept.-17	921 025,84	53,93	TOTSA	Chine
ENI	15-sept.-17	910 599,07	56,05	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
Chevron	19-sept.-17	915 083,33	57,99	Chevron products Company U.S.A.	Chine
SNPC-Mandat	25-sept.-17	881 239,00	58,22	UNIPEC	Chine
Total E&P	30-sept.-17	881 435,54	55,84	TOTSA	Chine
SNPC-Mandat	4-oct.-17	880 902,00	55,78	GLENCORE ENERGY	Chine
Total E&P	7-oct.-17	880 703,53	55,85	TOTSA	Chine
ENI	11-oct.-17	880 097,65	57,56	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
Chevron	14-oct.-17	882 676,30	57,56	Chevron products Company U.S.A.	Chine
Total E&P	18-oct.-17	879 137,46	57,74	TOTSA	Chine
Congorep	23-oct.-17	880 376,96	56,88	ING Belgium Brussels, Geneva	Chine
SNPC-Activités propres	26-oct.-17	921 474,00	56,92	ABN AMRO BANK NV	États-Unis
Total E&P	2-nov.-17	921 452,22	63,49	TOTSA	Chine
ENI	6-nov.-17	920 979,94	63,26	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
Total E&P	11-nov.-17	966 014,77	60,94	TOTSA	Chine
SNPC-Mandat	14-nov.-17	921 333,00	61,31	UNIPEC	Chine
Chevron	17-nov.-17	920 528,24	61,82	Chevron products Company U.S.A.	Chine
Total E&P	20-nov.-17	920 981,20	61,84	TOTSA	Chine
ENI	26-nov.-17	910 413,52	62,54	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine

Total E&P	1-déc.-17	920 457,16	62,13	TOTSA	Chine
SNPC-Mandat	4-déc.-17	881 283,00	61,72	ZHENHUA OIL CO LTD	Chine
Chevron	7-déc.-17	879 242,76	62,17	Chevron products Company U.S.A.	Chine
Total E&P	11-déc.-17	881 242,44	62,73	TOTSA	Chine
SNPC-Mandat	15-déc.-17	881 375,00	62,45	ABN AMRO BANK NV	Chine
Congorep	21-déc.-17	880 963,80	63,25	Chevron products Company U.S.A.	Chine
Total E&P	25-déc.-17	881 837,33	65,18	TOTSA	Chine
Chevron	29-déc.-17	879 784,85	66,38	Chevron products Company U.S.A.	Chine
ENI	31-déc.-17	881 529,89	63,37	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
SNPC-Mandat	5-janv.-18	921 440,00	66,73	UNIPEC	Chine
Total E&P	9-janv.-18	922 651,58	67,98	TOTSA	Chine
Chevron	14-janv.-18	879 904,84	67,57	Chevron products Company U.S.A.	Singapour
Total E&P	17-janv.-18	796 507,87	68,16	TOTSA	Chine
HEMLA	17-janv.-18	85 000,00	68,16	Hemla Africa Holding AS	Chine
SNPC-Mandat	21-janv.-18	881 261,00	68,16	ABN AMRO BANK NV	Chine
Total E&P	25-janv.-18	920 105,56	63,22	TOTSA	Singapour
NEW AGE	29-janv.-18	4 200,00	67,92	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
ENI	29-janv.-18	876 546,28	67,92	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
PERENCO	2-févr.-18	238 459,45	64,22	LITASCO SA	Chine
Congorep	2-févr.-18	683 030,00	64,22	LITASCO SA	Chine
SNPC-Mandat	6-févr.-18	921 382,00	61,17	GLENCORE ENERGY	Chine
HEMLA	11-févr.-18	65 000,00	60,60	Hemla Africa Holding AS	Chine
Total E&P	11-févr.-18	856 286,16	60,60	TOTSA	Chine
Chevron	16-févr.-18	921 482,41	63,29	Chevron products Company U.S.A.	Chine
Total E&P	19-févr.-18	965 400,05	63,99	TOTSA	Chine
SNPC-Mandat	22-févr.-18	920 997,00	64,02	ABN AMRO BANK NV	Chine
Congorep	27-févr.-18	279 815,00	63,26	STATOIL UK LTD	Chine
PERENCO	27-févr.-18	641 949,43	63,26	STATOIL UK LTD	Chine
Total E&P	3-mars-18	874 573,31	63,31	TOTSA	Chine
Chevron	5-mars-18	921 467,31	63,18	Chevron products Company U.S.A.	Chine
ENI	9-mars-18	873 087,22	64,03	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Singapour
NEW AGE	9-mars-18	35 957,00	64,03	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Singapour
Total E&P	13-mars-18	855 056,01	62,30	TOTSA	Chine
HEMLA	13-mars-18	66 000,00	62,30	Hemla Africa Holding AS	Chine

SNPC-Mandat	17-mars-18	920 974,00	62,26	ABN AMRO BANK NV	Chine
Total E&P	20-mars-18	920 506,55	66,58	TOTSA	Chine
Chevron	24-mars-18	922 329,02	66,19	Chevron products Company U.S.A.	Chine
Total E&P	28-mars-18	921 008,23	65,10	TOTSA	Chine
ENI	31-mars-18	920 793,86	65,19	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
SNPC-Mandat	4-avr.-18	882 311,00	65,05	UNIPEC	Chine
Total E&P	8-avr.-18	919 637,88	69,26	TOTSA	Chine
Chevron	12-avr.-18	923 306,03	71,18	Chevron products Company U.S.A.	Chine
PERENCO	16-avr.-18	85 401,00	70,41	GEMOIL PTE LTD	Chine
Congorep	16-avr.-18	835 598,43	70,41	GEMOIL PTE LTD	Chine
Total E&P	20-avr.-18	919 122,96	72,57	TOTSA	Chine
SNPC-Mandat	24-avr.-18	921 596,00	70,84	ABN AMRO BANK NV	Chine
Total E&P	27-avr.-18	846 484,29	72,28	TOTSA	Chine
HEMLA	27-avr.-18	75 000,00	72,28	Hemla Africa Holding AS	Chine
Chevron	30-avr.-18	882 096,03	72,12	Chevron products Company U.S.A.	Chine
ENI	04/mai/18	882 725,12	74,93	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
NEW AGE	04/mai/18	36 636,00	74,93	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
Total E&P	09/mai/18	932 710,63	74,40	TOTSA	Chine
HEMLA	09/mai/18	10 000,00	74,40	Hemla Africa Holding AS	Chine
SNPC-Mandat	13/mai/18	914 192,00	72,37	ABN AMRO BANK NV	Chine
SNPC-Activités propres	16/mai/18	965 440,00	73,10	CREDIT SUISSE (SWITZERLAND)	Chine
Total E&P	20/mai/18	921 324,53	75,67	TOTSA	Chine
Chevron	24/mai/18	921 255,97	73,28	Chevron products Company U.S.A.	Chine
SNPC-Mandat	28/mai/18	918 696,00	72,37	GLENCORE ENERGY	Chine
Total E&P	31/mai/18	965 674,92	71,50	TOTSA	Chine
PERENCO	3-juin-18	366 196,00	70,80	Petroineos Trading Limited	Chine
Congorep	3-juin-18	554 927,89	70,80	Petroineos Trading Limited	Chine
NEW AGE	7-juin-18	24 541,00	71,48	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
ENI	7-juin-18	897 243,01	71,48	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
Total E&P	12-juin-18	916 509,64	70,83	TOTSA	Chine
SNPC-Mandat	15-juin-18	898 609,00	70,45	UNIPEC	Chine
Chevron	20-juin-18	917 379,46	70,43	Chevron products Company U.S.A.	Inde
Total E&P	22-juin-18	830 841,01	70,43	TOTSA	Chine
HEMLA	22-juin-18	90 000,00	70,43	Hemla Africa Holding AS	Chine

Total E&P	26-juin-18	920 919,59	70,58	TOTSA	Chine
SNPC-Mandat	30-juin-18	874 809,00	73,06	ABN AMRO BANK NV	Chine
Chevron	3-juil.-18	880 802,23	73,65	Chevron products Company U.S.A.	Chine
HEMLA	6-juil.-18	60 000,00	72,01	Hemla Africa Holding AS	Inde
Total E&P	6-juil.-18	821 804,67	72,01	TOTSA	Inde
NEW AGE	10-juil.-18	13 163,00	71,12	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
ENI	10-juil.-18	866 878,13	71,12	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
Total E&P	15-juil.-18	881 333,01	68,15	TOTSA	Chine
SNPC-Mandat	17-juil.-18	880 996,00	69,14	GLENCORE ENERGY	Chine
Chevron	22-juil.-18	965 567,99	69,52	Chevron products Company U.S.A.	Chine
Congorep	28-juil.-18	426 761,00	71,46	UNIPEC	Chine
PERENCO	28-juil.-18	540 115,91	71,46	UNIPEC	Chine
SNPC-Mandat	31-juil.-18	919 026,00	70,68	ZHENHUA OIL Co LTD	Chine
Total E&P	4-août-18	903 956,88	68,76	TOTSA	Chine
HEMLA	4-août-18	60 000,00	68,76	Hemla Africa Holding AS	Chine
Total E&P	7-août-18	909 696,73	68,65	TOTSA	Chine
Chevron	11-août-18	900 789,05	67,78	Chevron products Company U.S.A.	Chine
SNPC-Mandat	14-août-18	872 809,00	67,33	CREDIT SUISSE (SWITZERLAND)	Chine
Total E&P	18-août-18	920 366,59	68,81	TOTSA	Chine
NEWAGE	21-août-18	26 314,00	69,33	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
ENI	21-août-18	895 082,24	69,33	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
Total E&P	25-août-18	880 829,26	74,11	TOTSA	Chine
SNPC-Mandat	27-août-18	880 065,00	73,86	CREDIT SUISSE (SWITZERLAND)	Chine
Chevron	31-août-18	877 540,98	74,06	Chevron products Company U.S.A.	Chine
Total E&P	4-sept.-18	833 729,30	75,68	TOTSA	Inde
HEMLA	4-sept.-18	48 000,00	75,68	Hemla Africa Holding AS	Chine
Total E&P	4-sept.-18	879 278,69	75,68	TOTSA	Chine
Congorep	7-sept.-18	595 817,21	76,65	EQUINOR ASA	Chine
PERENCO	7-sept.-18	285 024,00	76,65	EQUINOR ASA	Chine
SNPC-Mandat	14-sept.-18	921 426,00	76,34	UNIPEC	Chine
NEWAGE	18-sept.-18	19 909,00	76,77	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
ENI	18-sept.-18	944 095,61	76,77	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
Total E&P	21-sept.-18	920 184,18	80,09	TOTSA	Chine
Chevron	25-sept.-18	955 687,70	76,75	Chevron products Company U.S.A.	Chine

SNPC-Mandat	29-sept.-18	905 942,00	83,41	GAZPROMBANK (SWITZERLAND)	Chine
Total E&P	3-oct.-18	910 819,59	80,17	TOTSA	Chine
HEMLA	3-oct.-18	55 000,00	80,17	Hemla Africa Holding AS	Chine
Chevron	8-oct.-18	919 725,65	79,15	Chevron products Company U.S.A.	Chine
Total E&P	12-oct.-18	920 871,18	78,68	TOTSA	Chine
PERENCO	16-oct.-18	197 695,00	79,95	SINOCHEM INTERNATIONAL	Chine
Congorep	16-oct.-18	683 152,49	79,95	SINOCHEM INTERNATIONAL	Chine
SNPC-Mandat	18-oct.-18	879 175,00	76,89	MERCURIA ENERGY TRADING	Chine
Total E&P	21-oct.-18	920 936,36	76,79	TOTSA	Inde
ENI	25-oct.-18	896 848,14	79,84	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
NEWAGE	25-oct.-18	24 079,00	79,84	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
Total E&P	28-oct.-18	914 571,58	73,06	TOTSA	Chine
SNPC-Mandat	1-nov.-18	918 967,00	71,90	UNIPEC	Chine
Chevron	6-nov.-18	920 712,53	63,54	Chevron products Company U.S.A.	Chine
Total E&P	6-nov.-18	776 543,61	63,54	TOTSA	Chine
HEMLA	6-nov.-18	60 000,00	63,54	Hemla Africa Holding AS	Chine
SNPC-Mandat	12-nov.-18	916 468,00	64,08	CREDIT SUISSE (SWITZERLAND)	Chine
NEWAGE	17-nov.-18	19 496,00	64,13	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
ENI	17-nov.-18	898 542,11	64,13	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
Total E&P	20-nov.-18	877 774,62	59,14	TOTSA	Chine
Chevron	24-nov.-18	920 009,68	58,04	Chevron products Company U.S.A.	Chine
SNPC-Mandat	27-nov.-18	919 949,00	58,13	TRAFIGURA	Chine
Total E&P	1-déc.-18	921 830,37	59,48	TOTSA	Chine
PERENCO	5-déc.-18	288 563,00	56,30	UNIPEC	Chine
Congorep	5-déc.-18	631 542,15	56,30	UNIPEC	Chine
SNPC-Mandat	8-déc.-18	919 980,00	57,30	SHELL INTERNATIONAL	Chine
Total E&P	11-déc.-18	860 990,89	56,72	TOTSA	Chine
HEMLA	11-déc.-18	60 000,00	56,72	Hemla Africa Holding AS	Chine
Chevron	15-déc.-18	880 191,49	53,43	Chevron products Company U.S.A.	Chine
Total E&P	19-déc.-18	880 738,27	50,41	TOTSA	Chine
SNPC-Activités propres	22-déc.-18	880 058,00	50,62	ABN AMRO BANK NV	Chine
NEWAGE	27-déc.-18	25 880,00	56,47	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
ENI	27-déc.-18	854 107,99	56,47	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine

SNPC-Mandat	29-déc.-18	879 245,00	50,37	ORION OIL LIMITED	Chine
Total E&P	31-déc.-18	887 136,11	49,92	TOTSA	Chine

III.1.2 Nkossa

Données publiées dans les rapports ITIE-Congo.
Données communiquées par le Secrétariat permanent de l'ITIE dans le cadre du projet.
Données complétées sur la base des données disponibles.

Compagnie	Date d'expédition	Volume (bbl)	Prix ($/bbl)	Acheteur	Destination
ENI	5-janv.-16	950 588,70	30,77	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Australie
SNPC-Activités propres	5-janv.-16	27 063,33	30,77	ENI CONGO	Australie
ENI	22-janv.-16	918 095,32	30,14	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Australie
SNPC-Activités propres	22-janv.-16	36 086,93	30,14	ENI CONGO	Australie
SNPC-Mandat	10-févr.-16	997 393,39	29,25	UNIPEC	Italie
SNPC-Mandat	28-févr.-16	600 082,22	32,56	SHELL WESTERN	Italie
Total E&P	9-mars-16	997 262,56	38,38	TOTSA	Canaport, Saint John, New Brunswick
ENI	14-avr.-16	955 580,06	41,83	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Australie
SNPC-Activités propres	14-avr.-16	27 386,06	41,83	ENI CONGO	Australie
ENI	12/mai/16	950 612,97	48,55	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Italie
SNPC-Activités propres	12/mai/16	36 326,14	48,55	ENI CONGO	Italie
ENI	5-juin-16	944 876,35	50,63	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Australie
SNPC-Activités propres	5-juin-16	35 454,92	50,63	ENI CONGO	Australie
Total E&P	2-juil.-16	997 680,21	45,17	TOTSA	Méditerranée
ENI	27-juil.-16	950 544,68	41,56	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	États-Unis
SNPC-Activités propres	27-juil.-16	35 214,16	41,56	ENI CONGO	États-Unis
Chevron	23-août-16	928 180,47	48,5	Chevron products Company U.S.A.	Australie
SNPC-Activités propres	19-sept.-16	1 001 495,26	40,64	BP OIL INTERNATIONAL	Italie
ENI	11-oct.-16	951 396,32	49,96	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Italie
SNPC-Activités propres	11-oct.-16	29 435,28	49,96	ENI CONGO	Italie
Total E&P	5-nov.-16	951 585,65	42,41	TOTSA	Italie
ENI	1-déc.-16	906 173,53	51,92	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Italie
SNPC-Activités propres	1-déc.-16	30 445,94	51,92	ENI CONGO	Italie
Total E&P	29-déc.-16	906 347,13	54	TOTSA	Canada

SNPC-Activités propres	28-janv.-17	27 418,00	54,6	ENI CONGO	Australie
ENI	28-janv.-17	861 689,17	54,6	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Australie
ENI	28-févr.-17	906 565,39	53,85	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Australie
SNPC-Activités propres	28-févr.-17	27 908,00	53,85	ENI CONGO	Australie
Chevron	3-avr.-17	960 427,29	50,71	Chevron products Company U.S.A.	Israël
SNPC-Activités propres	27-avr.-17	29 042,00	49,46	ENI CONGO	Australie
ENI	27-avr.-17	951 642,88	49,46	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Australie
Total E&P	14/mai/17	951 609,55	50,46	TOTSA	Portugal
SNPC-Activités propres	12-juin-17	21 253,00	45,79	ENI CONGO	Espagne
ENI	12-juin-17	961 586,51	45,79	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Espagne
Total E&P	7-juil.-17	991 528,73	46,4	TOTSA	Espagne
SNPC-Activités propres	5-août-17	42 236,00	51,84	ENI CONGO	États-Unis
ENI	5-août-17	951 381,86	51,84	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	États-Unis
Chevron	22-août-17	906 363,49	51,9	Chevron products Company U.S.A.	Australie
SNPC-Activités propres	10-sept.-17	43 621,00	56,34	ENI CONGO	Australie
ENI	10-sept.-17	951 876,24	56,34	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Australie
Total E&P	27-sept.-17	951 729,68	57,23	TOTSA	Espagne
SNPC-Activités propres	9-oct.-17	46 080,00	59,38	ENI CONGO	Portugal
ENI	9-oct.-17	905 554,68	59,38	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Portugal
SNPC-Activités propres	29-oct.-17	906 548,00	57,55	ABN AMRO BANK NV	États-Unis
SNPC-Activités propres	12-nov.-17	31 566,00	62,27	ENI CONGO	Gibraltar
ENI	12-nov.-17	906 492,43	62,27	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Gibraltar
Total E&P	28-nov.-17	906 476,70	63,17	TOTSA	Singapour
ENI	12-déc.-17	906 449,66	67,75	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Israël
SNPC-Activités propres	12-déc.-17	39 097,00	67,75	ENI CONGO	Espagne
Chevron	2-janv.-18	906 474,82	67,78	Chevron products Company U.S.A.	Singapour
ENI	19-janv.-18	891 441,00	70,01	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	États-Unis
NEW AGE	19-janv.-18	60 395,61	70,01	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	États-Unis
SNPC-Mandat	13-févr.-18	951 517,00	62,33	UNIPEC	États-Unis
PERENCO	1-mars-18	250 000,00	65,25	TOTSA	Corée du Sud

HEMLA	1-mars-18	20 000,00	65,25	Hemla Africa Holding AS	Corée du Sud
Total E&P	1-mars-18	674 341,62	65,25	TOTSA	Corée du Sud
SNPC-Activités propres	22-mars-18	54 379,00	69,14	ENI CONGO	Singapour
ENI	22-mars-18	501 000,00	69,14	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Singapour
NEW AGE	22-mars-18	448 825,12	69,14	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Singapour
SNPC-Activités propres	10-avr.-18	27 707,00	72,74	ENI CONGO	Canada
ENI	10-avr.-18	879 227,50	72,74	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Canada
NEW AGE	10-avr.-18	72 138,00	72,74	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Canada
Total E&P	29-avr.-18	894 265,08	74,33	TOTSA	Singapour
HEMLA	29-avr.-18	103 000,00	74,33	Hemla Africa Holding AS	Singapour
SNPC-Activités propres	18/mai/18	29 017,00	77,64	ENI CONGO	Australie
ENI	18/mai/18	794 702,00	77,64	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Australie
NEW AGE	18/mai/18	156 866,66	77,64	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Australie
Chevron	8-juin-18	988 027,25	74,05	Chevron products Company U.S.A.	Australie
NEW AGE	28-juin-18	244 050,00	77,51	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	États-Unis
SNPC-Activités propres	28-juin-18	31 847,00	77,51	ENI CONGO	États-Unis
ENI	28-juin-18	707 757,68	77,51	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	États-Unis
SNPC-Mandat	13-juil.-18	951 364,00	70,55	CREDIT SUISSE(SWITZELAND) LTD	États-Unis
SNPC-Activités propres	1-août-18	59 830,00	72,35	ENI CONGO	Espagne
ENI	1-août-18	704 907,46	72,35	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Espagne
NEW AGE	1-août-18	200 366,00	72,35	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Espagne
ENI	24-août-18	842 806,49	77,01	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Australie
NEW AGE	24-août-18	107 669,00	77,01	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Australie
HEMLA	6-sept.-18	115 000,00	76,69	Hemla Africa Holding AS	Israël
Total E&P	6-sept.-18	835 216,35	76,69	TOTSA	Israël
ENI	28-sept.-18	691 831,21	85,81	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Australie
NEW AGE	28-sept.-18	212 417,00	85,81	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Australie
SNPC-Activités propres	28-sept.-18	30 014,00	85,81	ENI CONGO	Australie
SNPC-Activités propres	15-oct.-18	31 204,00	81,15	ENI CONGO	Espagne

ENI	15-oct.-18	824 503,49	81,15	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Espagne
NEW AGE	15-oct.-18	79 868,00	81,15	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Espagne
SNPC-Mandat	4-nov.-18	998 090,00	71,03	UNIPEC	Chine
SNPC-Activités propres	21-nov.-18	29 856,00	56,78	ENI CONGO	Chine
ENI	21-nov.-18	718 757,24	56,78	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
NEW AGE	21-nov.-18	231 344,00	56,78	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	Chine
SNPC-Activités propres	17-déc.-18	31 878,00	51,47	ENI CONGO	États-Unis
ENI	17-déc.-18	804 054,69	51,47	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	États-Unis
NEW AGE	17-déc.-18	101 571,00	51,47	ENI TRADING & SHIPPING S.P.A.	États-Unis

III.2 Ventes de la SNPC 2019-2020

III.2.1 Djeno

Données communiquées par le Secrétariat permanent de l'ITIE dans le cadre du projet.

Activités propres/ Mandat	Date d'expédition	Volume	Prix ($/bbl)	Valeur (USD)	Acheteur	Destination
SNPC-Mandat	17-janv.-19	871 919,00	58,27	50 805 834	ORION OIL	Inde
SNPC-Mandat	24-janv.-19	923 021,00	58,7	54 185 029	ZHENIUA OIL LTD	Chine
SNPC-Mandat	17-févr.-19	917 282,00	65,35	59 943 441	TRAFIGURA PTE LTD (Worldwide Energy)	Chine
SNPC-Mandat	3-mars-19	918 737,00	63,58	58 415 143	MERCURIA ENERGY TRADING SA	Chine
SNPC-Mandat	15-mars-19	920 968,00	67,03	61 729 722	TRAFIGURA PTE LTD (Worldwide Energy)	Chine
SNPC-Mandat	30-mars-19	880 871,00	69,27	61 021 485	TRAFIGURA PTE LTD (Worldwide Energy)	Chine
SNPC-Mandat	8-avr.-19	881 330,00	70,71	62 315 354	TRAFIGURA PTE LTD (Worldwide Energy)	Chine
SNPC-Mandat	26-avr.-19	921 373,00	71,16	65 563 979	MERCURIA ENERGY TRADING SA(ORION)	Chine
SNPC-Mandat	03/mai/19	921 344,00	71,53	65 903 739	UNIPEC	Chine
SNPC-Mandat	14/mai/19	921 539,00	73,6	67 825 272	MERCURIA ENERGY TRADING SA	Chine
SNPC-Mandat	4-juin-19	876 431,00	64,24	56 301 032	UNIPEC	Chine
SNPC-Mandat	10-juin-19	965 015,00	62,23	60 054 825	ORION OIL	Chine
SNPC-Mandat	25-juin-19	877 001,00	66,01	57 889 978	MERCURIA ENERGY TRADING SA	Chine
SNPC-Mandat	17-juil.-19	918 087,00	63,51	58 305 857	ZHENIUA OIL LTD	Chine
SNPC-Activités propres	29-juil.-19	921 503,00	61,66	56 816 199	ABN AMRO BANK NV	Chine
SNPC-Mandat	5-août-19	961 717,00	59,32	57 050 996	UNIPEC	Chine
SNPC-Mandat	19-août-19	879 956,00	59,08	51 984 264	TRAFIGURA PTE LTD	Chine
SNPC-Mandat	3-sept.-19	918 256,00	60,72	55 752 826	UNIPEC	Chine
SNPC-Mandat	18-sept.-19	918 889,00	64,34	59 124 990	TRAFIGURA PTE LTD	Chine
SNPC-Mandat	3-oct.-19	920 996,00	59,43	54 730 204	TRAFIGURA PTE LTD	Chine
SNPC-Mandat	18-oct.-19	920 993,00	60,18	55 420 763	UNIPEC	Chine
SNPC-Mandat	2-nov.-19	920 565,00	62,35	57 393 547	MERCURIA ENERGY TRADING SA	Chine
SNPC-Mandat	18-nov.-19	921 372,00	62,73	57 795 804	TOTSA TOTAL OIL TRADING SA	Chine
SNPC-Mandat	3-déc.-19	883 252,00	64,83	57 256 843	ZHENIUA OIL LTD	Chine
SNPC-Mandat	18-déc.-19	881 407,00	68,67	60 521 785	MERCURIA ENERGY TRADING SA	Chine
SNPC-Mandat	4-janv.-20	882 207,00	68,44	60 376 460	ZENHUA OIL Co. LTD	Chine
SNPC-Mandat	22-janv.-20	880 731,00	55,83	49 173 853	MERCURIA ENERGY TRADING SA	Chine

SNPC-Mandat	3-févr.-20	880 105,00	54,5	47 969 253	MERCURIA ENERGY TRADING SA	Chine
SNPC-Mandat	20-févr.-20	880 556,00	54,33	47 844 107	UNIPEC	Chine
SNPC-Mandat	6-mars-20	881 315,00	33,11	29 178 570	MERCURIA ENERGY TRADING SA	Chine
SNPC-Mandat	2-avr.-20	920 114,00	22,02	20 263 669	ZARNETSERVICE LTD	Chine
SNPC-Mandat	14-avr.-20	920 054,00	17,38	15 990 543	UNIPEC	Chine
SNPC-Activités propres	27-avr.-20	921 599,00	11,99	11 053 656	CREDIT SUISSE/YELLOWSTONE E.	Chine
SNPC-Mandat	08/mai/20	921 344,00	14,13	13 014 906	MERCURIA ENERGY TRADING SA	Afrique du Sud
SNPC-Mandat	19/mai/20	920 883,00	18,09	16 655 092	SAHARA ENERGY INTERNATIONAL PTE LTD	Chine
SNPC-Mandat	5-juil.-20	920 253,00	42,56	39 165 056	MERCURIA ENERGY TRADING SA	Chine
SNPC-Mandat	17-juil.-20	919 824,00	42,68	39 253 506	MASHREQBANK/YELLOWSTONE	Chine
SNPC-Mandat	29-juil.-20	919 284,00	42,41	38 985 897	MERCURIA ENERGY TRADING SA	Inde
SNPC-Mandat	28-août-20	921 101,00	41,27	38 017 533	MERCURIA ENERGY TRADING SA	Chine
SNPC-Mandat	12-sept.-20	920 199,00	39,47	36 318 400	ORION OIL LTD	Chine
SNPC-Mandat	29-sept.-20	916 737,00	38,2	35 015 683	SAHARA ENERGY INTERNATIONAL PTE LTD	Chine
SNPC-Mandat	2-nov.-20	921 066,00	36,48	33 598 648	ZHENHUA OIL Co; LDT	Chine
SNPC-Mandat	14-nov.-20	922 035,00	42,07	38 790 939	TRAFIGURA PTE LTD	Malaisie
SNPC-Mandat	30-nov.-20	904 823,00	46,1	41 708 722	UNIPEC	Chine
SNPC-Mandat	22-déc.-20	920 993,00	50,9	46 877 630	UNIPEC	Chine

III.2.2 Nkossa

Données communiquées par le Secrétariat permanent de l'ITIE dans le cadre du projet.

Activités propres/ Mandat	Date d'expédition	Volume	Prix ($/bbl)	Valeur (USD)	Acheteur	Destination
SNPC-Activités propres	18-janv.-19	31 946,00	56,87	1 816 868	ENI CONGO	Portugal
SNPC-Activités propres	4-févr.-19	903 840,00	59,9	54 137 304	CREDIT SUISSE SWITZELAND LTD	Australie
SNPC-Activités propres	22-févr.-19	27 560,00	63,6	1 752 850	ENI CONGO	Philadelphia
SNPC-Activités propres	26-mars-19	28 651,00	66,02	1 891 622	ENI CONGO	Thaïlande
SNPC-Mandat	14-avr.-19	904 964,00	70,03	63 370 104	UNIPEC	États Unis
SNPC-Activités propres	24/mai/19	57 970,00	68,5	3 971 032	ENI CONGO	Malaisie
SNPC-Activités propres	8-juin-19	33 772,00	64,1	2 164 717	ENI CONGO	Philadelphia
SNPC-Activités propres	16-juil.-19	35 721,00	62,93	2 247 921	ENI CONGO	Australie
SNPC-Mandat	3-août-19	952 544,00	57,14	54 426 456	MERCURIA ENERGY TRADING SA	Inde
SNPC-Activités propres	20-août-19	33 959,00	59,71	2 027 754	ENI CONGO	Rotterdam
SNPC-Activités propres	10-sept.-19	34 205,00	61,14	2 091 407	ENI CONGO	Italie
SNPC-Activités propres	20-oct.-19	34 021,00	61,39	2 088 391	ENI CONGO	Portugal
SNPC-Activités propres	28-nov.-19	34 230,00	64,56	2 210 027	ENI CONGO	Pays-Bas
SNPC-Activités propres	17-déc.-19	37 441,00	69,35	2 596 358	ENI CONGO	Pays-Bas
SNPC-Activités propres	6-févr.-20	80 843,00	55,43	4 481 117	ENI CONGO	Eagle San Pedro
SNPC-Mandat	26-févr.-20	951 563,00	51,37	48 883 698	SINOCHEM INTERNATIONAL OIL	Thaïlande
SNPC-Activités propres	14-mars-20	41 922,00	26,55	1 112 912	ENI CONGO	Ns Bravo
SNPC-Activités propres	1-avr.-20	37 473,00	19,08	714 949	ENI CONGO	Monte Serrantes
SNPC-Activités propres	17-avr.-20	950 035,00	6,77	6 431 738	CREDIT SUISSE/YELLOWSTONE E.	Ghana
SNPC-Mandat	06/mai/20	949 796,00	11,83	11 232 290	MERCURIA ENERGY TRADING SA	Chine
SNPC-Activités propres	23/mai/20	38 473,00	26,83	1 032 304	ENI CONGO	Ridgebury Captain Drogin
SNPC-Activités propres	25-juil.-20	74 993,00	43,4	3 254 381	ENI CONGO	Seavigour
SNPC-Activités propres	13-août-20	38 302,00	45,35	1 737 142	ENI CONGO	Shenlong Spirit

SNPC-Activités propres	25-sept.-20	38 195,00	39,41	1 505 329	ENI CONGO	Suez Fuzeyya
SNPC-Mandat	8-nov.-20	939 946,00	38,97	36 632 502	SAHARA ENERGY INTER. PTE.LTD	Singapour
SNPC-Activités propres	3-déc.-20	104 662,00	48,98	5 126 557	ENI CONGO	Bella Ciao

III.3 Données sur les ventes pétrolières par enleveur principal pour la période 2016-2020

III.3.1 Djeno

Données communiquées par le Secrétariat permanent de l'ITIE dans le cadre du projet.

Enleveur	Date d'expédition	Destination	Volume (bbl)	Prix ($/bbl)	Période de prix	Brent date ($/bbl)	Différentiel
Total E&P	9-janv.-16	Inde	920 056	25,89	moyenne mensuelle	30,69	-4,800
ENI/New Age/Kontinent	15-janv.-16	Chine	918 318	23,01	5j après BL 18-22	27,81	-4,800
Total E&P	27-janv.-16	South Korea	919 936	27,45	PF 27/01-02/02	32,35	-4,900
Congorep	3-févr.-16	Chine	921 438	26,91	moyenne mensuelle janvier	30,69	-3,780
ENI/New Age/Kontinent	8-févr.-16	Chine	940 961	25,61	5j après BL 9-15	30,54	-4,930
Total E&P	14-févr.-16	Chine	963 360	27,70	5j après BL 15-19	32,70	-5,000
ENI/New Age/Kontinent	21-févr.-16	Chine	920 630	28,71	5j après BL 22-26	33,71	-5,000
Chevron	26-févr.-16	Chine	881 572	27,98	moyenne mensuelle	32,48	-4,500
Total E&P	4-mars-16	Chine	877 325	33,86	5j après BL 7-11	39,16	-5,300
ENI/New Age/Kontinent	12-mars-16	Chine	878 400	34,61	5j après BL	38,86	-4,250
Congorep	17-mars-16	Chine	882 667	34,48	moyenne mensuelle	38,49	-4,010
Total E&P	22-mars-16	Chine	880 020	34,29	5j après BL 23-31	38,54	-4,250
ENI/New Age/Kontinent	27-mars-16	Chine	998 882	33,32	5j après BL 29/3-4/4	37,52	-4,200
ENI/New Age/Kontinent	12-avr.-16	Chine	961 298	38,47	5j après BL	42,22	-3,750
Total E&P	19-avr.-16	Chine	880 692	39,58	5j après BL 20-26	43,33	-3,750
ENI/New Age/Kontinent	23-avr.-16	Chine	961 644	40,71	5j après BL	44,41	-3,700
Congorep	30-avr.-16	Chine	951 551	38,28	moyenne mensuelle	41,48	-3,200
Total E&P	04/mai/16	Chine	920 511	40,34	5j après BL 5-11	44,30	-3,955
Chevron	11/mai/16	Chine	885 856	41,39	5j around BL 9-13	45,29	-3,900
Total E&P	15/mai/16	Chine	881 592	44,56	5j après BL 16-20	48,57	-4,010
ENI/New Age/Kontinent	20/mai/16	Chine	921 893	44,85	5j après BL 22-26	48,75	-3,900
Total E&P	31/mai/16	Chine	920 552	44,48	5j après BL 1-7/06	48,68	-4,200
ENI/New Age/Kontinent	7-juin-16	Chine	920 426	45,73	5j après BL 8-14	49,61	-3,880

Total E&P	16-juin-16	Chine	920 589	44,24	5j après BL 17-23	48,24	-4,000
Congorep	23-juin-16	Chine	921 160	44,74	moyenne mensuelle	48,34	-3,600
Chevron	28-juin-16	Asie	920 929	44,04	5j après BL 29/6-5/7	47,84	-3,800
Total E&P	11-juil.-16	Chine	911 021	41,90	5j après BL 12-18	45,85	-3,950
ENI/New Age/Kontinent	19-juil.-16	Chine	920 874	41,00	5j après BL 20-26	44,62	-3,620
Total E&P	23-juil.-16	Chine	999 539	38,59	5j après BL 25-29	42,78	-4,190
ENI/New Age/Kontinent	29-juil.-16	Chine	1 007 497	37,04	5j après BL 1-5/08	40,99	-3,950
Total E&P	15-août-16	Chine	879 381	45,25	5j après BL 16-22/08	49,00	-3,750
Congorep	21-août-16	Espagne	881 293	42,68	moyenne mensuelle	45,77	-3,090
Chevron	26-août-16	Chine	880 429	43,10	5j après BL 30/08-05/09	46,30	-3,200
Total E&P	4-sept.-16	Chine	934 366	43,93	5j après BL 5-9/09	47,48	-3,550
ENI/New Age/Kontinent	14-sept.-16	Chine	897 014	43,18	5j après BL 15-21	46,17	-2,990
Total E&P	27-sept.-16	Chine	921 312	44,28	5j après BL 28/09-04/10	47,78	-3,500
ENI/New Age	2-oct.-16	Chine	916 579	47,19	5j après BL 3-7/10	49,50	-2,310
Total E&P	16-oct.-16	Chine	920 866	47,35	5j après BL 17-21/10	50,40	-3,050
Congorep	21-oct.-16	Espagne	921 045	47,11	moyenne mensuelle	49,66	-2,550
Total E&P	27-oct.-16	Chine	881 914	42,87	5j après BL 28/10-03/11	45,92	-3,050
ENI/New Age	3-nov.-16	Chine	881 328	40,53	5j après BL 4-10/11	43,52	-2,990
Chevron	14-nov.-16	Chine	881 127	41,93	5j après BL 15-21/11	45,13	-3,200
Total E&P	21-nov.-16	Chine	881 512	43,95	5j après BL 22-28/11	47,25	-3,300
ENI/New Age	3-déc.-16	Chine	881 205	49,17	5j après BL 5-9/12	52,42	-3,250
Total E&P	9-déc.-16	Chine	881 385	51,22	5j après BL 12-16/12	53,62	-2,400
ENI/New Age	15-déc.-16	Chine	881 383	51,93	5j après BL 16-22/12	54,28	-2,350
ENI/New Age	28-déc.-16	Chine	878 011	52,53	5j après BL 29/12-05/01	54,88	-2,350
Total E&P	3-janv.-17	Chine	878 776	52,22	5j après BL 4-10/01	54,52	-2,300
Congorep	10-janv.-17	Chine	882 195	52,73	moyenne mensuelle	54,67	-1,940
Chevron	16-janv.-17	Chine	880 986	52,41	5j après BL 17-23/01	54,36	-1,950
Total E&P	28-janv.-17	Chine	901 378	53,90	5j après BL 31/01-06/02	55,80	-1,900
ENI/New Age	4-févr.-17	Chine	880 791	53,80	5j avant BL30/01-03/02	55,75	-1,950

Total E&P	11-févr.-17	Chine	931 329	52,83	5j après BL 13-17/02	54,63	-1,800
Congorep	23-févr.-17	Chine	881 427	53,77	moyenne mensuelle	55,11	-1,340
ENI/New Age	2-mars-17	Chine	881 139	52,64	PF 01-28/02	55,11	-2,470
Total E&P	14-mars-17	Chine	881 489	49,74	5j après BL 15-21/03	50,54	-0,800
Chevron	20-mars-17	Chine	881 110	49,37	5j après BL 21-27/03	49,94	-0,570
Total E&P	1-avr.-17	Chine	920 373	52,35	5j après BL 3-7/04	53,30	-0,950
Congorep/Perenco	7-avr.-17	Chine	921 455	52,54	moyenne mensuelle	52,53	0,010
ENI/New Age	10-avr.-17	Chine	920 635	52,37	moyenne mensuelle	52,53	-0,160
Congorep/Perenco	21-avr.-17	Chine	882 137	51,94	moyenne mensuelle	52,53	-0,590
Total E&P	25-avr.-17	Chine	881 975	48,90	5j après BL 26/04-03/05	49,89	-0,990
Chevron	30-avr.-17	Chine	880 878	47,47	5j après BL 2-8/05	48,17	-0,700
Total E&P	11/mai/17	Chine	883 573	49,86	5j après BL 12-18/05	51,09	-1,225
ENI/New Age	16/mai/17	Chine	881 557	51,57	5j après BL 17-23/05	52,60	-1,030
Total E&P	20/mai/17	Chine	880 779	51,32	5j aut BL 17-23/05	52,60	-1,280
Congorep/Perenco	30/mai/17	Chine	881 257	48,29	5j après BL 31/05-06/06	48,89	-0,600
Chevron	3-juin-17	Chine	878 143	46,26	5j après BL 5-9/06	47,41	-1,150
Total E&P	9-juin-17	Chine	881 616	45,27	moyenne mensuelle	46,52	-1,250
ENI/New Age	18-juin-17	Chine	922 160	45,31	moyenne mensuelle	46,52	-1,214
Total E&P	22-juin-17	Chine	880 704	44,36	5j après BL 23-29/06	45,76	-1,400
Chevron	26-juin-17	Chine	880 973	45,86	5j après BL 27/06-03/07	47,21	-1,350
Total E&P	5-juil.-17	Chine	920 775	45,79	5j après BL 6-12/07	47,09	-1,300
ENI/New Age	8-juil.-17	Chine	880 408	47,29	moyenne mensuelle	48,56	-1,275
Total E&P	13-juil.-17	Chine	192 483	46,87	5j après BL 14-20/07	48,22	-1,350
Congorep/Perenco	20-juil.-17	Chine	922 511	46,86	moyenne mensuelle	48,56	-1,700
Total E&P	23-juil.-17	Chine	731 673	48,62	5j après BL 24-28/07	49,97	-1,350
Total E&P	28-juil.-17	Lomé	920 926	55,94	PF 17-22/09	56,67	-0,733
Chevron	2-août-17	Chine	921 123	50,75	5j après BL 31/07-4/08	52,05	-1,300
ENI/New Age	11-août-17	Chine	911 465	51,02	moyenne mensuelle	51,64	-0,619
Total E&P	14-août-17	Chine	881 633	49,44	PF 14-18/08	50,46	-1,025
Chevron	20-août-17	Chine	880 303	51,08	5j après BL 21-25/08	51,91	-0,830
Total E&P	25-août-17	Chine	923 222	51,51	5j après BL 29/08-04/09	52,41	-0,900

ENI/New Age	28-août-17	Chine	880 164	51,76	5j après BL 29/08-04/09	52,41	-0,650
Congorep/Perenco	2-sept.-17	Chine	922 169	52,17	5j autour BL 31/08 -05/09	53,06	-0,887
Total E&P	8-sept.-17	Chine	920 157	55,53	5j après BL 11-15/09	55,64	-0,110
Total E&P	12-sept.-17	Chine	921 026	53,93	5j aut 8-14/09	55,21	-1,273
ENI/New Age	15-sept.-17	Chine	910 599	56,05	moyenne mensuelle	56,05	-
Chevron	19-sept.-17	Chine	915 083	57,99	5j après BL 20-26/09	58,07	-0,080
Total E&P	30-sept.-17	Chine	881 436	55,84	5j après BL 2-6/10	56,14	-0,300
Total E&P	7-oct.-17	Chine	880 704	55,85	5j après BL 9-13/10	55,90	-0,050
ENI/New Age	11-oct.-17	Chine	880 098	57,56	moyenne mensuelle	57,36	0,192
Chevron	14-oct.-17	Chine	882 676	57,56	5j après BL 16-20/10	57,51	0,050
Total E&P	18-oct.-17	Chine	879 137	57,74	5j après BL 19-25/10	57,78	-0,040
Congorep	23-oct.-17	Chine	880 377	56,88	moyenne mensuelle	57,36	-0,480
Total E&P	2-nov.-17	Chine	921 452	63,49	5j après BL 3-9/11	63,59	-0,100
ENI	6-nov.-17	Chine	920 980	63,26	5j après BL 7-13/11	63,96	-0,700
Total E&P/Hemla	11-nov.-17	Chine	966 015	60,94	5j après BL 13-17/11	61,67	-0,730
Chevron	17-nov.-17	Chine	920 528	61,82	5j après BL 20-24/11	62,47	-0,650
Total E&P	20-nov.-17	Chine	920 981	61,84	5j après BL 21-27/11	62,84	-1,000
ENI/New Age	26-nov.-17	Chine	910 414	62,54	moyenne mensuelle	62,62	-0,075
Total E&P	1-déc.-17	Chine	920 457	62,13	5j après BL 4-8/12	63,08	-0,950
Chevron	7-déc.-17	Chine	879 243	62,17	moyenne mensuelle	64,19	-2,020
Total E&P	11-déc.-17	Chine	881 242	62,73	5j après BL 12-18/12	63,83	-1,100
Congorep/Perenco	21-déc.-17	Chine	880 964	63,25	moyenne mensuelle	64,19	-0,940
Total E&P	25-déc.-17	Chine	881 837	65,18	5j après BL 27/12-3/01	66,68	-1,500
Chevron	29-déc.-17	Chine	879 785	66,38	5 j après BL 02-08/01	67,98	-1,600
ENI/New Age	31-déc.-17	Chine	881 530	63,37	moyenne mensuelle	64,19	-0,821
Total E&P	9-janv.-18	Chine	922 652	67,98	5j après BL 10-16/01	70,15	-2,170
Chevron	14-janv.-18	Singapore	879 905	67,57	5j aut BL 15-19/01	69,52	-1,950
Total E&P	17-janv.-18	Chine	881 508	68,16	5j après BL 18-24/01	69,50	-1,340
Total E&P	25-janv.-18	Singapore	920 106	63,22	PF du 1-28/02	65,19	-1,970
ENI/New Age	29-janv.-18	Chine	880 746	67,92	moyenne mensuelle	69,18	-1,257
Congorep	2-févr.-18	Chine	921 489	64,22	moyenne mensuelle	65,19	-0,970

Total E&P/Hemla	11-févr.-18	Chine	921 286	60,60	5j après BL 12-16/02	62,72	-2,120
Chevron	16-févr.-18	Chine	921 482	63,29	moyenne mensuelle	65,19	-1,900
Total E&P	19-févr.-18	Chine	965 400	63,99	5j après BL 20-26/02	65,79	-1,800
Congorep	27-févr.-18	Chine	921 764	63,26	moyenne mensuelle	65,19	-1,930
Total E&P	3-mars-18	Chine	874 573	63,31	5j après BL 5-9/03	65,21	-1,900
Chevron	5-mars-18	Chine	921 467	63,18	5j après BL 6-12/03	64,93	-1,750
ENI/New Age	9-mars-18	Singapour	909 044	64,03	moyenne mensuelle	65,90	-1,871
Total E&P/Hemla	13-mars-18	Chine	921 056	62,30	5j aut BL 12-16/03	64,06	-1,760
Total E&P	20-mars-18	Chine	920 507	66,58	5j après BL 21-27/03	68,55	-1,970
Chevron	24-mars-18	Chine	922 329	66,19	5 j après BL 26/3-03/04	67,95	-1,760
Total E&P	28-mars-18	Chine	921 008	65,10	5 j après BL 29/03-06/04	66,90	-1,800
ENI	31-mars-18	Chine	920 794	65,19	5 j après BL 2-06/04	67,01	-1,821
Total E&P	8-avr.-18	Chine	919 638	69,26	5j après BL 09-13/04	70,97	-1,710
Chevron	12-avr.-18	Chine	923 306	71,18	5j après BL 13-19/04	72,98	-1,800
Congorep/Perenco	16-avr.-18	Chine	920 999	70,41	moyenne mensuelle	71,80	-1,390
Total E&P	20-avr.-18	Chine	919 123	72,57	5j après BL 23-27/04	74,56	-1,990
Total E&P/Hemla	27-avr.-18	Chine	921 484	72,28	5j après BL 30/04 -04/05	74,13	-1,850
Chevron	30-avr.-18	Chine	882 096	72,12	5j après BL 1-8/05	73,97	-1,850
ENI/New Age	04/mai/18	Chine	919 361	74,93	5j après BL 07-14/05	76,84	-1,907
Total E&P/Hemla	09/mai/18	Chine	942 711	74,40	moyenne mensuelle	76,93	-2,530
Total E&P	20/mai/18	Chine	921 325	75,67	5j après BL 21-25/05	78,62	-2,950
Chevron	24/mai/18	Chine	921 256	73,28	5j après BL 25/05-01/06	75,66	-2,380
Total E&P	31/mai/18	Chine	965 675	71,50	PF 1-7/05	73,89	-2,386
Congorep/Perenco	3-juin-18	Chine	921 124	70,80	moyenne mensuelle	74,33	-3,530
ENI/New Age	7-juin-18	Chine	921 784	71,48	moyenne mensuelle	74,33	-2,843
Total E&P	12-juin-18	Chine	916 510	70,83	5j après BL 13-19/06	73,80	-2,975
Chevron	20-juin-18	Inde	917 379	70,43	moyenne mensuelle	74,33	-3,900
Total E&P/Hemla	22-juin-18	Chine	920 841	70,43	moyenne mensuelle	74,33	-3,900
Total E&P	26-juin-18	Chine	920 920	70,58	moyenne mensuelle	74,33	-3,750
Chevron	3-juil.-18	Chine	880 802	73,65	5j après BL 04-10/07	76,85	-3,200
Total E&P/Hemla	6-juil.-18	Inde	881 805	72,01	5j après BL 9-13/07	75,21	-3,200

ENI/New Age	10-juil.-18	Chine	880 041	71,12	moyenne mensuelle	74,35	-3,233
Total E&P	15-juil.-18	Chine	881 333	68,15	5j après BL 16-20/07	71,35	-3,200
Chevron	22-juil.-18	Chine	965 568	69,52	PF du 1-31/08	72,62	-3,100
Congorep/Perenco	28-juil.-18	Chine	966 877	71,46	moyenne mensuelle	74,35	-2,890
Total E&P/Hemla	4-août-18	Chine	963 957	68,76	5j après BL 6-10/08	71,55	-2,790
Total E&P	7-août-18	Chine	909 697	68,65	PF 6-10/08	71,55	-2,900
Chevron	11-août-18	Chine	900 789	67,78	5j après BL 13-18/08	70,28	-2,500
Total E&P	18-août-18	Chine	920 367	68,81	PF 6-10/08	71,55	-2,740
ENI/New Age	21-août-18	Chine	921 396	69,33	moyenne mensuelle	72,62	-3,288
Total E&P	25-août-18	Chine	880 829	74,11	5j après BL 28/08-03/09	76,81	-2,700
Chevron	31-août-18	Chine	877 541	74,06	5j après BL 3-7/09	76,66	-2,600
Total E&P/Hemla	4-sept.-18	Inde	881 729	75,68	PF 10-14/09	77,83	-2,150
Congorep/Perenco	7-sept.-18	Chine	880 841	76,65	moyenne mensuelle	78,85	-2,200
Total E&P	10-sept.-18	Chine	879 279	75,68	PF 10-14/09	77,83	-2,150
ENI/New Age	18-sept.-18	Chine	964 005	76,77	moyenne mensuelle	78,85	-2,079
Total E&P	21-sept.-18	Chine	920 184	80,09	5j après BL du 24-28 /09	82,09	-2,000
Chevron	25-sept.-18	Chine	955 688	76,75	moyenne mensuelle	78,85	-2,100
Total E&P/Hemla	3-oct.-18	Chine	965 820	80,17	PF du 8-19/10	81,86	-1,700
Chevron	8-oct.-18	Chine	919 726	79,15	moyenne mensuelle	81,15	-2,000
Total E&P	12-oct.-18	Chine	920 871	78,68	5j après BL du 15-19/10	80,68	-2,000
Congorep/Perenco	16-oct.-18	Chine	880 847	79,95	moyenne mensuelle	81,15	-1,200
Total E&P	21-oct.-18	Inde	920 936	76,79	5j après BL du 22-26/10	78,24	-1,450
ENI/New Age	25-oct.-18	Chine	920 927	79,84	moyenne mensuelle	81,15	-1,314
Total E&P	28-oct.-18	Chine	914 572	73,06	5j après BL du 29/10 -2/11	74,46	-1,400
Chevron	6-nov.-18	Chine	920 713	63,54	moyenne mensuelle	64,74	-1,200
Total E&P/Hemla	8-nov.-18	Chine	836 544	63,54	moyenne mensuelle	64,74	-1,200
ENI/New Age	17-nov.-18	Chine	918 038	64,13	moyenne mensuelle	64,74	-0,606
Total E&P	20-nov.-18	Chine	877 775	59,14	5j après BL 21 au 27/11	59,99	-0,850
Chevron	24-nov.-18	Chine	920 010	58,04	5j après BL 26-30/11	58,64	-0,600
Total E&P	1-déc.-18	Chine	921 830	59,48	5j après BL du 3-7 /12	60,33	-0,850
Congorep/Perenco	5-déc.-18	Chine	920 105	56,30	moyenne mensuelle	57,39	-1,090
Total E&P/Hemla	11-déc.-18	Chine	920 991	56,72	5j après BL du 12-18 /12	58,47	-1,750

Chevron	15-déc.-18	Chine	880 191	53,43	5j après BL du 17-21 /12	54,73	-1,300
Total E&P	19-déc.-18	Chine	880 738	50,41	5j après du 21/12 - 03 /01	52,02	-1,610
ENI/New Age	27-déc.-18	Chine	879 988	56,47	moyenne mensuelle	57,39	-0,914
Total E&P	31-déc.-18	Chine	887 136	49,92	5j aut BL du 21/12 -03 /01	52,02	-2,100
Chevron	6-janv.-19	Chine	916 299	56,74	5j après du 7-11/01	58,69	-1,950
Total E&P	10-janv.-19	Chine	919 119	57,30	5j après BL du 11-17/01	59,40	-2,100
Congorep/Perenco	14-janv.-19	Chine	921 000	57,28	moyenne mensuelle	59,46	-2,180
Total E&P	20-janv.-19	Chine	869 029	59,28	5j après BL du 21-25/01	61,38	-2,100
Total E&P	27-janv.-19	Chine	918 238	59,36	5j après BL du 28/1-01/02	61,56	-2,200
Chevron	31-janv.-19	Chine	968 584	60,08	5j après BL du 31/1-06/02	62,13	-2,050
ENI/New Age	3-févr.-19	Chine	923 923	59,89	PF du 4-8/02	61,84	-1,950
Total E&P/Hemla	6-févr.-19	Chine	918 429	62,53	moyenne mensuelle	64,03	-1,500
Congorep/Perenco	10-févr.-19	Chine	959 359	62,79	moyenne mensuelle	64,03	-1,240
Total E&P	13-févr.-19	Chine	881 479	64,48	5j après BL 14 au 20/02	65,78	-1,300
Chevron	21-févr.-19	Chine	957 264	62,73	moyenne mensuelle	64,03	-1,300
Total E&P	24-févr.-19	Chine	961 072	63,30	PF du 25/02 - 01/03	64,58	-1,280
ENI/New Age	27-févr.-19	Chine	919 138	63,02	5j après BL 28/02-06/03	64,45	-1,430
Total E&P	6-mars-19	Inde	957 551	64,82	moyenne mensuelle	66,12	-1,300
Chevron	9-mars-19	Chine	906 289	65,59	5j après BL du 11-15 /03	65,89	-0,300
Total E&P	12-mars-19	Chine	915 764	64,85	5j aut BL du 8-14 /03	65,33	-0,480
Congorep/Perenco	19-mars-19	Chine	911 959	66,06	moyenne mensuelle	66,12	-0,060
Total E&P	24-mars-19	Inde	880 789	66,89	5j après du 25-29 /03	67,39	-0,500
Chevron	27-mars-19	Chine	882 581	68,61	5j après du 28/03-03 /04	68,51	0,100
Total E&P	1-avr.-19	Inde	920 005	65,13	moyenne mensuelle mars	66,12	-0,990
ENI/New Age/Hemla	5-avr.-19	Chine	880 017	71,78	5j après BL du 08-12/04	71,27	0,510
Total E&P	12-avr.-19	Inde	876 760	71,15	moyenne mensuelle avril	71,26	-0,110
Chevron	16-avr.-19	Chine	880 651	72,58	5j après BL du 17-25/04	72,78	-0,200
Total E&P	18-avr.-19	Chine	880 938	72,61	5j après BL du 23 au 29/04	72,91	-0,300

Congorep/Perenco	24-avr.-19	Chine	921 405	71,29	moyenne mensuelle avril	71,26	0,030
Total E&P	30-avr.-19	Inde	921 312	71,50	5j aut BL du 26/04 -02/05	71,50	-
Chevron	07/mai/19	Chine	921 404	72,23	5j après BL 08 au 14/05	71,65	0,580
Total E&P	10/mai/19	Chine	921 398	73,60	5j après BL 13 au 17/05	73,40	0,200
ENI/New Age/Hemla	18/mai/19	Chine	965 478	71,34	moyenne mensuelle mai	71,12	0,220
Total E&P	22/mai/19	Chine	959 564	69,29	5j après BL 23 au 30/05	68,99	0,300
Chevron	27/mai/19	Chine	962 478	67,71	5j après BL 28/05 au 03/06	67,38	0,330
Total E&P	29/mai/19	Chine	919 138	69,01	5j autour BL 24 au 31/05	68,41	0,600
Congorep/Perenco	7-juin-19	Chine	920 076	65,21	moyenne mensuelle juin	64,10	1,110
Total E&P	13-juin-19	Inde	920 981	65,09	moyenne mensuelle juin	64,10	0,990
Chevron	18-juin-19	Chine	919 140	65,09	5j après BL du 19-25 /06	64,89	0,200
Total E&P	21-juin-19	Chine	911 412	66,68	5j après BL du 24-28 /06	65,96	0,720
Total E&P	28-juin-19	Chine	964 986	65,31	5j autour BL 26/06 - 02/07	65,31	-
Chevron	3-juil.-19	Inde	999 606	64,67	5j après BL du 04-10/07	64,82	-0,150
ENI/New Age/Hemla	6-juil.-19	Chine	965 036	64,49	moyenne mensuelle	64,04	0,451
Total E&P	10-juil.-19	Chine	962 695	65,54	5j après BL du 11-17/07	66,23	-0,690
Congorep/Perenco	15-juil.-19	Chine	920 296	64,04	moyenne mensuelle	64,04	0,000
Total E&P	22-juil.-19	Chine	921 364	62,02	PF du 23/07 au 05/08	62,51	-0,490
Chevron	24-juil.-19	Chine	921 457	62,75	5j après BL du 25-31/07	63,02	-0,270
Total E&P	2-août-19	Inde	921 113	59,09	moyenne mensuelle	59,00	0,090
ENI/New Age/Hemla	8-août-19	Chine	920 800	58,61	moyenne mensuelle	59,00	-0,386
Chevron	12-août-19	Chine	920 925	58,56	5j après BL 13 au 19/08	58,64	-0,080
Total E&P	15-août-19	Chine	880 169	59,10	5j après BL du 16 au 22/08	59,37	-0,270
Total E&P	22-août-19	Chine	879 921	59,26	5j après BL du 23 au 30/08	59,45	-0,190
Congorep/Perenco	26-août-19	Chine	921 031	58,86	moyenne mensuelle	59,00	-0,140
Total E&P	29-août-19	Chine	921 425	59,68	5j après BL 30/08 au 05/09	59,83	-0,150

Chevron	6-sept.-19	Chine	920 943	62,98	5j après BL du 9-13/09	62,68	0,300
Total E&P	9-sept.-19	Chine	918 264	64,30	5j après BL du 10 -16/09	63,55	0,750
ENI/New Age/Hemla	13-sept.-19	Chine	881 853	66,45	5j après BL du 16 -20/09	65,45	1,000
Total E&P	21-sept.-19	Chine	921 893	63,87	5j après BL du 23 -27/09	63,07	0,800
Chevron	25-sept.-19	Chine	920 805	61,80	5j après BL 26/09 au 02/10	60,73	1,070
Total E&P	30-sept.-19	Chine	921 005	59,84	5j après BL du 1-7/10	58,94	0,900
Congorep/Perenco	7-oct.-19	Chine	920 032	61,37	moyenne mensuelle	59,72	1,650
Total E&P/Wing Wah E&P	10-oct.-19	Chine	920 766	60,48	PF 11-24/10	59,88	0,600
ENI/Hemla /Lukoil	14-oct.-19	Chine	920 423	59,05	5j après BL du 15-21/10	59,29	-0,240
Total E&P	21-oct.-19	Chine	964 212	61,09	PF 22/10-04/11	60,80	0,290
Chevron	26-oct.-19	Chine	921 247	61,26	5j après BL du 28/10-01/11	60,26	1,000
Total E&P	29-oct.-19	Chine	966 109	60,92	5j après BL du 30/10-05/11	60,97	-0,050
Total E&P/Wing Wah E&P	6-nov.-19	Chine	921 425	62,87	5j après BL du 7-13/11	62,22	0,650
Chevron	10-nov.-19	Chine	921 275	62,59	5j après BL du 11-15/11	62,49	0,100
Congorep/Perenco	13-nov.-19	Chine	919 687	61,62	moyenne mensuelle	63,02	-1,400
Total E&P	22-nov.-19	Chine	920 148	63,62	5j après BL du 25 au 29/11	64,47	-0,850
ENI/Hemla	26-nov.-19	Chine	920 965	63,43	moyenne mensuelle	63,02	0,413
Total E&P	30-nov.-19	Chine	920 544	65,02	PF 02-13/12	65,87	-0,850
Chevron	7-déc.-19	Chine	882 232	67,43	5j après BL 9-13/12	66,68	0,750
Total E&P/Wing Wah E&P	11-déc.-19	Chine	881 405	68,08	PF 12/11-06/12	68,05	0,030
ENI/Hemla /Lukoil	19-déc.-19	Chine	881 297	69,00	5j après BL du 20-30/12	68,34	0,660
Total E&P	21-déc.-19	Chine	921 526	68,89	5j après BL du 23 -31/12	68,19	0,700
Total E&P	27-déc.-19	Chine	880 113	67,63	PF 30/12-13/01	67,28	0,351
Chevron	31-déc.-19	Chine	881 018	68,89	5j après BL du 2-8/01	68,14	0,750
Congorep/Perenco	7-janv.-20	Perou	879 240	64,31	moyenne mensuelle	63,50	0,800
Total E&P/Wing Wah E&P	11-janv.-20	Chine	882 598	64,18	5j après BL du 13-17/01	64,08	0,100
Chevron	15-janv.-20	Espagne	880 225	64,48	5j après BL du 16-22/01	63,78	0,700
Total E&P	19-janv.-20	Chine	882 290	62,70	5j après BL du 20-24/01	62,35	0,350
ENI/Hemla	27-janv.-20	Chine	881 995	59,73	5j around BL du 24-30/01	58,93	0,800

Total E&P	30-janv.-20	Espagne	879 293	55,37	5j après BL du 31/01-06/02	54,52	0,850
Chevron	7-févr.-20	Chine	886 275	53,93	5j après BL du 10-14/02	55,13	-1,200
Total E&P/Wing Wah E&P	10-févr.-20	Chine	881 106	54,85	5j après BL du 11-17/02	56,05	-1,200
Congorep/Perenco	15-févr.-20	Espagne	881 356	55,44	moyenne mensuelle	55,44	0,000
Total E&P	25-févr.-20	Chine	885 131	51,90	5j après BL du 26/02-03/03	52,30	-0,400
Chevron	28-févr.-20	Perou	885 904	50,54	5j après BL du 02-06/03	50,50	0,040
Total E&P	4-mars-20	Chine	881 107	39,39	5j après BL 5-11/03	40,58	-1,190
Total E&P/Wing Wah E&P	10-mars-20	Chine	883 731	29,61	5j après BL du 11-17/03	30,65	-1,040
Congorep/Perenco	13-mars-20	Espagne	880 189	31,33	moyenne mensuelle	31,83	-0,500
Chevron	18-mars-20	Espagne	878 398	23,57	5j après BL du 19 -25/03	24,07	-0,500
Total E&P	21-mars-20	Chine	921 440	22,32	5j après BL du 23 -27/03	23,10	-0,780
Total E&P	25-mars-20	Chine	915 603	17,45	5j après BL du 26/03-01/04	19,05	-1,600
ENI/Hemla /Lukoil	30-mars-20	Chine	920 486	30,71	moyenne mensuelle	31,83	-1,118
Total E&P/Wing Wah E&P	6-avr.-20	Chine	920 192	17,71	5j après BL du 7-15/04	21,55	-3,840
Chevron	11-avr.-20	Chine	921 423	19,56	5j après BL du 14-20/04	19,36	0,200
Total E&P	18-avr.-20	Chine	920 638	10,77	5j après BL du 20-24/04	15,77	-5,000
Congorep/Perenco	22-avr.-20	Inde	921 309	17,25	moyenne mensuelle	18,55	-1,300
Total E&P	30-avr.-20	Chine	907 791	19,13	5j après BL du 1-07/05	22,13	-3,000
Chevron	03/mai/20	Chine	920 780	19,29	5j après BL du 4-11/05	23,35	-4,060
Total E&P/Wing Wah E&P	12/mai/20	Chine	921 473	26,66	5j après BL du 13-19/05	30,66	-4,000
Total E&P	17/mai/20	Chine	918 684	28,42	PF du 15-21/05	33,04	-4,620
Chevron	24/mai/20	Chine	892 380	23,78	moyenne mensuelle	28,98	-5,200
Congorep/Perenco	27/mai/20	Chine	918 828	20,43	moyenne mensuelle	28,98	-8,550
Total E&P	1-juin-20	Chine	919 018	34,32	5j après BL 2-8/06	38,82	-4,500
ENI/Hemla /Lukoil	4-juin-20	Chine	874 996	32,88	5j après BL du 5-11/05	39,88	-6,993
Total E&P/Wing Wah E&P	8-juin-20	Chine	921 009	36,57	moyenne mensuelle	40,07	-3,500
Congorep/Perenco	13-juin-20	Chine	919 540	35,59	moyenne mensuelle	40,07	-4,480
Total E&P	17-juin-20	Chine	921 400	43,20	5j après BL du 18 -24/06	42,20	1,000
Chevron	20-juin-20	Chine	921 050	42,93	5j après BL du 22-26/06	41,73	1,200

Total E&P	23-juin-20	Chine	920 778	42,09	5j après BL du 24-30/06	41,09	1,000
ENI	27-juin-20	Chine	921 162	42,91	5j après BL 29/06 au 03/07	42,41	0,500
Total E&P	30-juin-20	Chine	921 811	43,96	5j après BL 1-7/07	43,16	0,800
Chevron	9-juil.-20	Chine	921 525	44,63	5j après BL du 10-16/07	43,83	0,800
Total E&P/Wing Wah E&P	14-juil.-20	Chine	917 809	45,16	5j après BL du 15-21/07	44,06	1,100
Total E&P	23-juil.-20	Chine	921 392	43,96	5j après BL du 24-30/07	42,86	1,100
Congorep/Perenco	25-juil.-20	Chine	921 023	44,47	moyenne mensuelle	43,35	1,110
Chevron	2-août-20	Chine	919 582	45,30	5j après BL du 03-7/08	44,73	0,570
Total E&P/Wing Wah E&P	7-août-20	Chine	875 784	44,80	5j après BL du 10-14/08	44,80	-
Total E&P	10-août-20	Chine	920 155	44,85	5j après BL du 11-17/08	44,85	-
ENI/Hemla /Lukoil	14-août-20	Chine	919 964	45,02	5j après BL du 17-21/08	44,57	0,450
Chevron	19-août-20	Inde	920 901	45,25	5j après BL du 20-26/08	44,85	0,400
Total E&P	23-août-20	Chine	940 957	44,22	moyenne mensuelle	44,82	-0,600
Congorep/Perenco	2-sept.-20	Chine	919 964	45,59	PF 01 au 31/08	44,82	0,770
Total E&P/Wing Wah E&P	4-sept.-20	Inde	920 005	40,06	moyenne mensuelle	40,81	-0,750
Chevron	9-sept.-20	Chine	921 467	38,78	5j après BL du 10-16/09	39,38	-0,600
Total E&P	17-sept.-20	Ghana	965 676	40,54	5j après BL du 18-24/09	41,24	-0,700
ENI/Hemla /Lukoil	20-sept.-20	Chine	919 419	40,44	moyenne mensuelle	40,81	-0,369
Total E&P	24-sept.-20	Chine	919 090	39,66	PF du 10 au 23/09	40,46	-0,800
Chevron	3-oct.-20	Chine	960 969	40,10	5j après BL du 5-9/10	40,95	-0,850
Congorep/Perenco	8-oct.-20	Chine	919 599	39,30	moyenne mensuelle	40,15	-0,850
Total E&P/Wing Wah E&P	12-oct.-20	Chine	921 374	40,50	5j après BL du 13-19/10	41,45	-0,950
Chevron	15-oct.-20	Chine	919 414	40,21	5j après BL du 16-22/10	41,31	-1,100
Total E&P	23-oct.-20	Inde	963 843	39,08	moyenne mensuelle	40,15	-1,070
ENI/Hemla /Lukoil	26-oct.-20	Chine	965 076	36,35	5j après BL du 27/10-02/11	37,35	-1,000
Total E&P	30-oct.-20	Chine	965 533	37,20	5j après BL du 2-6/11	38,35	-1,150
Congorep/Perenco	6-nov.-20	Chine	915 409	41,67	moyenne mensuelle	42,66	-0,990
Total E&P/Wing Wah E&P	10-nov.-20	Malaisie	916 995	41,90	5j après BL du 11-17/11	42,60	-0,700
Chevron	19-nov.-20	Chine	877 585	44,44	5j après BL du 20-26/11	45,69	-1,250

Congorep/Perenco	22-nov.-20	Chine	920 949	41,87	moyenne mensuelle	42,66	-0,790
Total E&P	26-nov.-20	Chine	918 437	41,66	moyenne mensuelle	42,66	-1,000
Total E&P/Wing Wah E&P	5-déc.-20	Chine	964 023	49,38	5j après BL du 7-11/12	49,38	-
ENI/Hemla /Lukoil	9-déc.-20	Japon	919 586	50,74	5j après BL du 10-16/12	50,37	0,370
Chevron	13-déc.-20	Chine	920 903	50,55	5j après BL du 14-18/12	50,85	-0,300
Total E&P	18-déc.-20	Chine	922 679	50,64	5j après BL du 21-29/12	50,54	0,100
Congorep/Perenco	26-déc.-20	Chine	912 178	50,15	moyenne mensuelle	49,86	0,290
Total E&P	30-déc.-20	Chine	965 500	52,92	5j après BL du 31/12 -07/01	52,32	0,600

III.3.2 Nkossa

Données communiquées par le Secrétariat permanent de l'ITIE dans le cadre du projet.

Enleveur	Date d'expédition	Destination	Volume (bbl)	Prix ($/bbl)	Période de prix	Brent date ($/bbl)	Différentiel
ENI/New Age	5-janv.-16	Australie	950 589	30,77	5j/après BL 6 -10	31,69	-0,920
ENI/New Age	22-janv.-16	Australie	918 095	30,14	moyenne mensuelle	30,69	-0,550
Total E&P	9-mars-16	Canaport, Saint John, New Brunswick	997 263	38,38	5j/après BL 10 -16	38,36	0,020
ENI/New Age	14-avr.-16	Australie	955 580	41,83	moyenne mensuelle	41,48	0,350
ENI/New Age	12/mai/16	Italie	950 613	48,55	5j après BL 12-18	48,15	0,400
ENI/New Age	5-juin-16	Australie	944 876	50,63	5j/après BL 6-10	49,93	0,700
Total E&P	2-juil.-16	Méditerranée	997 680	45,17	PF 11-15/07	45,65	-0,480
ENI/New Age	27-juil.-16	Etats-Unis	950 545	41,56	5j après BL 28/07-03/08	40,96	0,600
Chevron	23-août-16	Australie	928 180	48,50	5j après BL 24-31/08	48,15	0,350
ENI/New Age	11-oct.-16	Italie	951 396	49,96	PF 11-17/10	49,96	0
Total E&P	5-nov.-16	Italie	951 586	42,41	5j après BL 7-11/11	43,39	-0,980
ENI/New Age	1-déc.-16	Italie	906 174	51,92	PF 1-7/12	52,54	-0,620
Total E&P	29-déc.-16	Canada	906 347	54,00	5j après BL 30/12-06/1	54,99	-0,990
ENI/New Age	28-janv.-17	Australie	861 689	54,60	5j après BL 30/01-03/02	55,75	-1,150
ENI/New Age	28-févr.-17	Australie	906 565	53,85	5j après BL 01-07/03	54,57	-0,720
Chevron	3-avr.-17	Israël	960 427	50,71	PF du 1-31/03	51,56	-0,850
ENI/New Age	27-avr.-17	Australie	951 643	49,46	5j autour BL 25/04-02/05	50,20	-0,740
Total E&P	14/mai/17	Portugal	951 610	50,46	5j après BL 15-19/05	51,75	-1,290
ENI/New Age	12-juin-17	Espagne	961 587	45,79	5j après BL 13-19/06	46,08	-0,290
Total E&P	7-juil.-17	Espagne	991 529	46,40	5j autour BL 10-14/07	47,25	-0,850
ENI/New Age	5-août-17	USA	951 382	51,84	5j après BL 7-11/08	51,89	-0,045
Chevron	22-août-17	Australie	906 363	51,90	5j après BL 23-30/08	51,94	-0,040
ENI/New Age	10-sept.-17	Australie	951 876	56,34	5j après BL 11-15/09	55,64	0,700

Total E&P	27-sept.-17	Espagne	951 730	57,23	5j après BL 28/09 au 4/10	56,78	0,450
ENI/New Age	9-oct.-17	Portugal	905 555	59,38	PF 23-27/10	58,58	0,800
ENI/New Age	12-nov.-17	Gibraltar	906 492	62,27	5j aut BL 9-15/11	62,79	-0,520
Total E&P/Hemla	28-nov.-17	Singapore	906 477	63,17	5j après BL 29/11-5/12	63,55	-0,380
ENI/New Age	12-déc.-17	ISRAEL	906 450	67,75	PF 2-8/01	67,98	-0,230
Chevron	2-janv.-18	Singapour	906 475	67,78	5j après BL 3-9/01	68,48	-0,700
ENI/New Age	19-janv.-18	USA	951 837	70,01	5j après BL 22-26/01	70,01	-
Total E&P/Perenco/Hemla	1-mars-18	Corée du Sud	944 342	65,25	5j après BL du 2-8/03	64,99	0,260
ENI/New Age	22-mars-18	Singapour	949 825	69,14	5j après BL du 23-29/03	68,34	0,800
ENI/New Age	10-avr.-18	Canada	951 366	72,74	5j après BL 11-17/04	72,09	0,650
Total E&P/Perenco/Hemla	29-avr.-18	Singapour	997 265	74,33	5j après BL 30/04-04/05	74,13	0,200
ENI/New Age	18/mai/18	Australie	951 569	77,64	moyenne mensuelle	76,93	0,710
Chevron	8-juin-18	Australie	988 027	74,05	5j avant BL du 1-7/06	74,20	-0,150
ENI/New Age	28-juin-18	Etats-Unis côte Est	951 808	77,51	5j après BL 29/06-5/07	76,91	0,600
ENI/New Age	1-août-18	Espagne	905 273	72,35	5j après BL du 2-8/08	72,30	0,050
ENI/New Age	24-août-18	Australie	950 475	77,01	5j après BL 28/08 au 03/09	76,81	0,200
Total E&P/Perenco/Hemla	6-sept.-18	Israel	950 216	76,69	PF du 10-14/09	77,83	-1,140
ENI/New Age	28-sept.-18	Australie	904 248	85,81	5j après BL 1-5/10	85,51	0,300
ENI/New Age	15-oct.-18	Espagne	904 371	81,15	5j après BL du 16 - 22/10	80,53	0,620
ENI/New Age	21-nov.-18	Chine	950 101	56,78	5j après BL du 22-28/11	59,28	-2,500
ENI/New Age	17-déc.-18	USA	905 626	51,47	5j après BL 18-27/12	53,42	-1,951
Total E&P/Perenco/Hemla	1-janv.-19	USA	895 459	53,78	5j après BL du 2 -8/01	55,31	-1,530
ENI/New Age	18-janv.-19	Portugal	906 629	59,93	5j après BL du 21 - 25/01	61,38	-1,450
ENI/New Age	22-févr.-19	USA	984 356	63,60	5j après BL du 25/02-01/03	64,58	-0,980
Total E&P/Perenco	10-mars-19	USA	950 228	64,59	5j après BL 11-15/03	65,89	-1,300
ENI/New Age/Hemla	26-mars-19	Thailande	905 063	67,53	5j après BL 27/03-02/04	68,20	-0,670

Chevron	02/mai/19	USA	905 092	70,52	5j après BL du 03-10/05	71,22	-0,700
ENI/New Age/Hemla	24/mai/19	Malaisie	950 040	66,58	5j après BL du 28/05-03/06	67,38	-0,800
ENI/New Age/Hemla	8-juin-19	USA	903 396	63,73	5j après BL du 10-14/06	63,38	0,350
Total E&P/Perenco	27-juin-19	Malaisie	949 918	64,45	5j après BL 28/06-04/07	64,15	0,300
ENI/New Age/Hemla	16-juil.-19	Australie	951 882	62,93	5j après BL du 17-23/07	62,33	0,600
ENI/New Age	20-août-19	Pays- Bas	904 469	59,71	5j après BL du 21-28/08	59,56	0,150
ENI/New Age	10-sept.-19	Italie	958 266	63,10	moyenne mensuelle	62,77	0,330
Total E&P/Perenco	27-sept.-19	Portugal	904 893	59,07	5j après du 30/09-04/10	59,12	-0,050
ENI/Hemla /Lukoil	20-oct.-19	Portugal	951 225	61,39	5j après BL du 21-25/10	60,62	0,770
Chevron	8-nov.-19	Perou	950 032	63,99	5j après BL 11-15/11	62,49	1,500
ENI/Hemla	28-nov.-19	Pays- Bas	903 585	65,17	5j après BL du 29/11-05/12	64,28	0,890
ENI/Lukoil	17-déc.-19	Pays- Bas	905 117	69,35	5j après from 18-24/12	68,20	1,150
Total E&P/Perenco	5-janv.-20	Portugal	950 096	68,56	5j après BL du 6-10/01	67,81	0,750
ENI	6-févr.-20	Pays- Bas	993 558	55,43	5j après BL du 7-13/02	54,53	0,900
ENI	14-mars-20	Espagne	956 251	26,55	5j après du 16-20/03	25,65	0,900
ENI	1-avr.-20	Thailande	955 732	19,08	5j après BL 30/03 au 03/04	18,68	0,400
ENI	23/mai/20	Israel	906 674	26,83	5 days ap BL 26-29/05 au 01-06	33,82	-6,992
Total E&P/Perenco	12-juin-20	Australie	948 870	38,57	moyenne mensuelle	40,07	-1,500
Lukoil	2-juil.-20	Australie	909 848	43,54	moyenne mensuelle	43,35	0,184
ENI	26-juil.-20	USA	950 666	43,26	5j après BL 26/07 au 31/08	42,86	0,400
ENI	16-août-20	Portugal	959 229	45,35	5 days ap BL 17-21/08	44,57	0,780
Chevron	6-sept.-20	USA	952 048	39,75	5 days ap BL 07-11/09	39,45	0,300
ENI	26-sept.-20	Israel	940 924	39,07	5 days ap BL 28/09 au 02/10	39,97	-0,900
Total E&P/Perenco	20-oct.-20	Israel	997 236	38,69	moyenne mensuelle	40,15	-1,460

ENI	3-déc.-20	Taiwan	951 199	48,98	moyenne mensuelle	49,86	-0,880

III.4 Prix Fixés 2016-2021

III.4.1 Djeno – USD/bbl

Données publiées dans les rapports ITIE-Congo.
Données communiquées par le Secrétariat permanent de l'ITIE dans le cadre du projet.
Données obtenues sur le site du Ministère des Finances de la RC.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Janvier	25,46	52,82	66,95	58,35	61,8	56,25
Février	27,37	53,45	63,08	62,67	53,33	63,67
Mars	34,09	50,58	64,49	66,11	27,7	63,63
Avril	39,26	50,96	71,3	70,83	16,88	62,98
Mai	43,13	50,26	73,93	70,51	23,71	66,43
Juin	44,69	45,41	70,76	65,47	39,42	71,2
Juillet	39,55	48,84	70,97	63,95	44,55	71,33
Août	43,67	50,93	70,17	59,02	44,91	68,47
Septembre	43,8	55,24	76,96	63,18	40,84	73,05
Octobre	46,16	57,12	78,24	60,7	38,94	
Novembre	42,14	62,3	61,67	63,19	42,29	
Décembre	51,21	63,59	54,73	68,32	50,74	

III.4.2 Nkossa – USD/bbl

Données publiées dans les rapports ITIE-Congo.
Données communiquées par le Secrétariat permanent de l'ITIE dans le cadre du projet.
Données obtenues sur le site du Ministère des Finances de la RC.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Janvier	30,46	54,6	68,92	56,87	68,56	53,55
Février	31,74	53,85	64,84	63,6	55,43	63,61
Mars	38,38	50,84	67,2	66,02	26,55	64,63
Avril	41,83	50,09	73,56	70,27	19,08	64,32
Mai	48,55	50,46	77,64	68,5	26,83	66,69
Juin	50,63	45,79	75,75	64,1	38,57	72,22
Juillet	43,41	46,4	74,47	62,93	43,4	74,83
Août	48,50	51,87	74,74	59,71	45,35	69,41
Septembre	47,02	56,79	81,13	61,14	39,41	74,28
Octobre	49,96	59,38	81,15	61,39	38,69	
Novembre	42,41	62,72	56,78	64,56	41,20	
Décembre	52,96	67,75	51,47	69,35	48,98	

III.5 Stipulation d'un CPP sur la valorisation

III.5.1 Stipulations concises relatives à la valorisation dans un CPP (Tchendo II)

Article 9 - Valorisation des Hydrocarbures Liquides

9.1 Aux fins de la récupération des Coûts Pétroliers, du partage du Profit Oil, de la détermination des montants à verser au titre de la PID et de la perception en numéraire de la Redevance Minière, le prix des Hydrocarbures Liquides (« Prix Fixé ») est le prix fixé reflétant la valeur d'une Qualité d'Hydrocarbures Liquides, FOB terminal de chargement au Congo, sur le marché international, déterminé en Dollars par Baril. Le Prix Fixé est déterminé paritairement par le Contracteur et le Congo pour chaque mois. A cet effet, le Contracteur communiquera au Congo les informations nécessaires conformément aux dispositions prévues à la Procédure Comptable.

9.2 Dans le mois suivant la fin de chaque Trimestre, le Congo et les Entités du Contracteur se rencontreront afin de déterminer d'un commun accord, pour chaque Qualité d'Hydrocarbures Liquides produite, le Prix Fixé pour chaque mois du Trimestre écoulé. A cette occasion, chaque Entité du Contracteur soumet au Congo les informations visées à l'article 9.1 ci-dessus et tout élément pertinent se rapportant à la situation et à l'évolution des prix des Hydrocarbures Liquides sur les marchés internationaux.

Si, au cours de cette réunion, un accord unanime ne peut être obtenu, les Parties se rencontreront à nouveau en apportant toute information complémentaire utile relative à l'évolution des prix des Hydrocarbures Liquides de qualités similaires afin d'obtenir une décision unanime avant la fin du deuxième mois suivant la fin du Trimestre considéré. Pour les besoins de la gestion du présent Contrat, l'Opérateur détermine, en tant que de besoin, un prix mensuel provisoire, qui reflétera le niveau du marché pétrolier à cette période, pour chaque Qualité d'Hydrocarbures Liquides, qu'il appliquera jusqu'à la détermination définitive du Prix Fixé pour le mois considéré. Ce prix provisoire sera porté à la connaissance du Congo.

En cas de désaccord persistant des Parties sur la détermination du Prix Fixé, l'une ou l'autre Partie pourra soumettre le différend à l'arbitrage dans les conditions prévues à l'article 21 du Contrat.

III.5.2 Stipulations élaborées relatives à la valorisation dans un CPP (KKL II)

Article 9 : Valorisation des Hydrocarbures
9.1 Pour les besoins de mise en œuvre du Contrat, le « Brut de Référence » sera le Brent de la mer du Nord, dont la valeur de la cotation telle que publiée par le Platt's à la rubrique « Brent daté ».

9.2 Aux fins de la récupération des Coûts Pétroliers, du partage du Profit Oil, de la détermination des montants à verser au titre de la PID prévue à l'Article 10 et de la perception en espèces de la Redevance, le prix de chaque Qualité d'Hydrocarbures Liquides est le « Prix Fixé ».

Pour chaque Prix Fixé reflétant la valeur d'une Qualité d'Hydrocarbures Liquides, FOB terminal de chargement au Congo, sur le marché international, sera déterminée en Dollars par Baril. Le Prix Fixé est déterminé paritairement par le Contracteur et le Congo pour chaque mois.
9.3 Au cours du mois suivant la fin de chaque Trimestre Civil, le Congo et le Contracteur se

rencontrent afin de déterminer d'un commun accord, pour chaque Qualité d'Hydrocarbures Liquides produite, le Prix Fixé pour chaque mois du Trimestre Civil écoulé. A cette occasion, le Contracteur soumet au Congo les informations et éléments pertinents se rapportant à la situation et à l'évolution des prix des Hydrocarbures Liquides sur les marchés internationaux. Si, au cours de cette réunion, un accord unanime ne peut être obtenu, les Parties se rencontrent de nouveau en apportant toute information complémentaire utile relative à l'évolution des prix des Hydrocarbures Liquides de qualités similaires afin d'obtenir une décision unanime avant la fin du deuxième mois suivant la fin du Trimestre Civil considéré.

Pour les besoins de la mise en œuvre du Contrat, le Contracteur détermine un prix mensuel provisoire, pour chaque Qualité d'Hydrocarbures Liquides, qu'il applique jusqu'à la détermination, pour le mois considéré, du Prix Fixé. Ce prix provisoire est porté à la connaissance du Congo.

En cas de désaccord persistant des Parties sur la détermination du Prix Fixé, l'une ou l'autre partie peut soumettre le différend à l'arbitrage dans les conditions prévues à l'Article 24.

9.4 Pour les besoins du présent Contrat, le prix des Hydrocarbures Liquides sera le « Prix du Marché » F.O.B. au Point de Livraison des Hydrocarbures Liquides, exprimé en Dollars par Baril et payable à trente (30) jours à compter de la date de notification pour chaque Trimestre Civil. Un Prix du Marché sera déterminé pour chaque Qualité d'Hydrocarbures Liquides ou mélange d'Hydrocarbures Liquides.

Le Prix du Marché applicable aux enlèvements d'Hydrocarbures Liquides effectués au cours d'un Trimestre Civil sera calculé à la fin dudit Trimestre Civil et sera égal à la moyenne pondérée des prix de vente en fonction du volume d'Hydrocarbures Liquides du Permis d'Exploitation obtenus au cours dudit Trimestre Civil par le Contracteur et par le Congo auprès d'acheteurs indépendants, ajustés pour refléter les différences de qualité et densité ainsi que des termes de livraison F.O.B. et des conditions de paiement, sous réserve que les quantités ainsi vendues à des acheteurs indépendants au cours du Trimestre Civil considéré représentent au moins trente pour cent (30%) du total des Quantités d'Hydrocarbures Liquides du Permis d'Exploitation vendues au cours dudit Trimestre Civil.

Au cas où de telles ventes à des acheteurs indépendants n'auraient pas été effectuées au cours du Trimestre Civil considéré ou ne représenteraient pas trente pour cent (30%) du total des Quantités d'Hydrocarbures Liquides du Permis d'Exploitation vendues au cours dudit trimestre Civil, le Prix du Marché sera déterminé, pour les ventes d'Hydrocarbures Liquides de qualité similaire aux Hydrocarbures Liquides du Permis d'Exploitation à destination des mêmes marchés que ceux à destination desquels les Hydrocarbures Liquides Congolais seraient normalement vendus, sur la base des prix appliqués sur le marché international au cours de ce Trimestre Civil entre acheteurs et vendeurs indépendants publiés au cours de ce Trimestre Civil dans le « Platt'sOilgram Price Report » ou dans tout autre document convenu mutuellement entre les Parties, ajustés pour tenir compte des différences de qualité, de densité et de transport ainsi que des conditions de vente et de paiement.

Le Congo et le Contracteur sélectionneront ces Hydrocarbures Liquides de référence au début de chaque Année Civile.

Les transactions suivantes seront notamment exclues du calcul du Prix du Marché :

(a) ventes pour lesquelles l'acheteur est une Société Affiliée du vendeur ainsi que les ventes entre Entités du Contracteur ;

(b) ventes sur le marché intérieur Congolais ; et

(c) ventes comprenant une contrepartie autre qu'un paiement en devises librement convertibles et ventes motivées, en tout ou partie, par des considérations autres que les incitations économiques usuelles dans les ventes d'Hydrocarbures Liquides sur le marché international (tels que contrats d'échange, ventes d'Etat à Etat ou à des agences gouvernementales).

Dans les dix (10) jours suivant la fin de chaque Trimestre Civil, le Congo et le Contracteur s'aviseront mutuellement des prix obtenus pour leur part de production d'Hydrocarbures Liquides du Permis d'Exploitation vendue à des acheteurs indépendants au cours du Trimestre Civil considéré, en indiquant pour chaque vente l'identité de l'acheteur, les quantités vendues, les conditions de livraison et de paiement.

Dans les vingt (20) jours suivant la fin de chaque Trimestre Civil, le Contracteur déterminera, le Prix du Marché applicable au Trimestre Civil considéré, et avisera le Congo de ce Prix du Marché en indiquant la méthode de calcul et tous les éléments utilisés dans le calcul de ce Prix du Marché.

Dans les trente (30) jours suivant réception de l'avis visé à l'alinéa précédent, le Congo vérifiera le calcul du Prix du Marché et notifiera le Contracteur de son acceptation ou de ses objections. A défaut de notification du Congo dans ce délai de trente (30) jours, le Prix du Marché stipulé dans l'avis du Contracteur visé à l'alinéa précédent sera considéré comme accepté par le Congo.

Au cas où le Congo aurait notifié des objections au Prix du Marché, le Congo et le Contracteur se réuniront dans les quinze (15) jours suivant la notification du Congo pour convenir par accord mutuel du Prix du Marché. Si le Congo et le Contracteur ne parviennent pas à s'entendre sur le Prix du Marché applicable à un Trimestre Civil donné dans les soixante-quinze (75) jours suivant la fin de ce Trimestre, le Congo, ou le Contracteur, pourra immédiatement soumettre à un expert, nommé conformément à l'alinéa suivant, la détermination du Prix du Marché (y compris la détermination des Hydrocarbures Liquides de référence si le Congo et le Contracteur ne les ont pas déterminés). L'expert devra déterminer le prix dans un délai de trente (30) jours après sa nomination, et ses conclusions auront valeur finale et obligatoire pour le Congo et le Contracteur. L'expert se prononcera en conformité avec les stipulations du présent Article.

L'expert sera nommé selon les modalités prévues à l'Article 24.5.

Au cas où il serait nécessaire de calculer à titre provisoire au cours d'un Trimestre Civil le prix des Hydrocarbures Liquides applicable aux enlèvements effectués au cours dudit Trimestre Civil, ce prix sera établi comme suit :

(a) pour toute vente à des acheteurs indépendants, le prix applicable à cette vente sera le prix obtenu pour les Hydrocarbures Liquides pour ladite vente, ajusté pour refl éter des termes de livraison F.O.B. et des termes de paiement à trente (30) jours;

(b) pour tout enlèvement autre que ceux ayant fait l'objet d'une vente à des acheteurs indépendants, le prix applicable à cet enlèvement sera le Prix du Marché en vigueur au

cours du Trimestre Civil précédent ou, si ce Prix du Marché n'a pas été déterminé, un prix fi xé par un accord mutuel du Congo et du Contracteur ou, à défaut, le dernier Prix du Marché connu.

Dès que le Prix du Marché d'un Trimestre Civil aura été déterminé à titre défi nitif, les ajustements éventuels seront effectués dans un délai de trente (30) jours après la date de détermination du Prix du Marché.