



**Rapport sur  
les coûts pétroliers  
de l'Année fiscale 2021**



Initiative pour la Transparence  
dans les Industries  
Extractives du  
Gabon

**Juin 2024**

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1</b>	<b>Introduction</b>	<b>5</b>
1.1	Contexte	5
1.2	Objectif	5
1.3	Etendu des travaux	5
1.4	Limitations à l'étendu des travaux	6
<b>2</b>	<b>Sommaire exécutif :</b>	<b>7</b>
2.1	Divulgence des coûts pétroliers	7
2.2	Résultats de rapprochement	8
2.3	Exhaustivité et fiabilité des données	8
2.4	Recommandations	9
<b>3</b>	<b>Approche et méthodologie</b>	<b>10</b>
3.1	Collecte de Données	10
3.2	Rencontres avec les Parties Prenantes	10
3.3	Analyse des Données	10
3.4	Interprétation et Rapportage	11
3.5	Limitations	11
<b>4</b>	<b>Cadre juridique du régime de partage de production et de récupération des coûts pétroliers au Gabon</b>	<b>12</b>
4.1	Aperçu de la réglementation fiscale en vigueur pour les coûts pétroliers	12
4.2	Aperçu du CEPP type gabonais en matière des coûts pétroliers	13
4.3	Elément à exclure des coûts pétroliers	14
4.4	Elément pouvant être inclus dans les coûts pétroliers	15
4.5	Participation de l'Etat aux opérations pétrolières	16
<b>5</b>	<b>Revue des coûts pétroliers des sociétés pétrolières au Gabon en 2021</b>	<b>18</b>
5.1	Qualité des divulgations et assurance de la qualité des coûts pétroliers de l'année 2021	19
5.2	Consolidation des droits à l'huile de l'Etat de l'année 2021	20
5.3	Rapprochement des coûts pétroliers déclarés par les entités déclarantes	26
5.4	Revue analytique de la corrélation des coûts pétroliers d'exploitation (OPEX) à la production des hydrocarbures au Gabon en 2021	30
5.5	Analyse comparative des taux des coûts pétroliers par baril	31
<b>6</b>	<b>Recommandations</b>	<b>40</b>
6.1	Suivi des contrats pétroliers	40
6.2	Mise en œuvre d'audit systématique des coûts pétroliers	40
6.3	Etablissement régulier et systématique des procès-verbaux de consolidation de la part de l'Etat dans la production	41

6.4	Compilation des données sur les réserves par nature et par champ .....	42
6.5	Amélioration de la qualité de rapportage des coûts pétroliers .....	42
6.6	Rationalisation des analyses des tendances .....	43
6.7	Compilation exhaustive des coûts pétroliers.....	43
6.8	Elargissement de l'analyse des coûts aux dépenses des permis sous convention ..	44
<b>Annexes .....</b>		<b>45</b>
<b>Annexe 1 : coûts pétroliers rapportés sur les formulaires de déclaration de Perenco Oil &amp; Gas Gabon .....</b>		<b>46</b>
<b>Annexe 2 : coûts pétroliers rapportés sur les formulaires de déclaration d'Assala Gabon S. A .....</b>		<b>49</b>
<b>Annexe 3 : coûts pétroliers rapportés sur les formulaires de déclaration de Gabon Oil Company.....</b>		<b>50</b>
<b>Annexe 4 : coûts pétroliers rapportés sur les formulaires de déclaration de VAALCO Gabon SA .....</b>		<b>52</b>
<b>Annexe 5 : coûts pétroliers rapportés sur les formulaires de déclaration de Maurel &amp; Prom Gabon S.A.....</b>		<b>53</b>
<b>Annexe 6 : coûts pétroliers rapportés sur les formulaires de déclaration d'Addax Petroleum Oil &amp; Gas Gabon .....</b>		<b>54</b>
<b>Annexe 7 : coûts pétroliers rapportés sur les formulaires de déclaration de TotalEnergies Ep Gabon .....</b>		<b>55</b>

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Sommaire des coûts pétroliers par opérateur et par catégorie .....	7
Tableau 2 : Rapprochement des coûts pétroliers par opérateur .....	8
Tableau 3 : Recommandations .....	9
Tableau 4 : Part de production de la GOC partenaire en 2021 .....	17
Tableau 5 : Part d'huile de l'Etat en 2021.....	17
Tableau 6 : Détail des coûts pétroliers par opérateur .....	18
Tableau 7 : Liste des audits des coûts pétroliers confirmés avoir été accomplis .....	19
Tableau 8 : Sommaire des comptes des COUTS PETROLIERS de l'année 2021 pour trois (3) permis.....	22
Tableau 9 : Sommaire des écarts sur des coûts pétroliers rapportés sur les PV divulguées ....	22
Tableau 10 : Taux effectif moyen de la Redevance Minière Proportionnelle de l'année 2021 ....	24
Tableau 11 : Sommaire de détermination de la production nette estimée de l'année 2021 .....	25
Tableau 12 : Sommaire de coûts pétroliers récupérés de la production nette de l'année 2021 .	25
Tableau 13 : Sommaire des taux effectifs moyens de la part de l'huile de l'Etat de l'année 2021 .....	26
Tableau 14 : Réconciliation des coûts pétroliers par opérateur .....	27
Tableau 15 : Réconciliation des dépenses de développement (CAPEX) par opérateur .....	28
Tableau 16 : Réconciliation des coûts d'exploitation (OPEX) par opérateur.....	29
Tableau 17 : Production des hydrocarbures liquides par opérateur en 2021.....	30
Tableau 18 : Moyenne des coûts pétroliers annuels par baril produit en 2021 .....	31
Tableau 19 : Réserves de pétrole brut du Gabon.....	35
Tableau 20 : Dépenses de développement par baril de réserves récupérables en 2021 .....	36
Tableau 21 : Coûts d'investissement par baril en fonction de la capacité de production quotidienne maximale, par moyenne nationale (2005-2020) .....	36
Tableau 22 : Dépenses de développement par baril en fonction de la production quotidienne au Gabon (2021) .....	37
Tableau 23 : Coûts d'exploitation annuel moyen d'un seul baril en 2021 au Gabon .....	38

## LISTE DES FIGURES

Figure 1: Proportions des coûts pétroliers par nature et par opérateur .....	7
Figure 2: Liste des taux récupération des coûts pétroliers par zone.....	12
Figure 3: Liste des types des coûts pétroliers.....	13
Figure 4: Proportions des coûts pétroliers par opérateur .....	18
Figure 5: Schéma de consolidation des droits à l'huile de l'Etat.....	20
Figure 6: Schéma de récupération dans le compte des coûts pétroliers .....	21
Figure 7: Corrélation coûts pétroliers d'exploitation (OPEX) à la production de 2021 par opérateur.....	30
Figure 8: Classification des types de réserves.....	33
Figure 9 : Eléments de l'état de flux de trésorerie mensuel de 42 compagnies américaines (2021) – Dépenses de développement (CAPEX) .....	37
Figure 10: Paramètres financiers pour 53 compagnies pétrolières américaines (2021) – coût des opérations.....	39

# 1 INTRODUCTION

## 1.1 Contexte

Au-delà de la conformité aux exigences de la Norme ITIE 2019, la divulgation des données sur les coûts pétroliers pour 2021 revêt une grande importance pour le Groupe Multipartite de l'ITIE Gabon, en particulier dans le contexte de l'environnement économique et politique local. La transparence des coûts pétroliers est essentielle pour définir les responsabilités de l'Etat et des entreprises extractives opérant au Gabon, ainsi que pour promouvoir la confiance des parties prenantes, y compris les citoyens, les investisseurs et les institutions financières. En fournissant un accès ouvert et équitable aux informations sur les coûts pétroliers, le Gabon aspire à renforcer sa gouvernance dans le secteur des ressources naturelles et favoriser un développement économique durable et inclusif pour l'ensemble de la population.

## 1.2 Objectif

L'objectif du présent rapport consiste à examiner les coûts pétroliers au Gabon pour l'année 2021 dans le cadre de la divulgation des données au-delà de la Norme ITIE 2019. Il offre un aperçu du régime de partage de production ainsi que la détermination des ratios de plausibilité pour l'analyse de la qualité des divulgations des coûts pétroliers des sociétés opérant au Gabon pour l'année 2021 et examine la consolidation des droits à l'huile de l'État et procède à un rapprochement des coûts déclarés. Le rapport vise à évaluer la fiabilité et l'exhaustivité des données disponibles à travers une revue analytique des coûts d'exploitation (OPEX) et des coûts d'investissement (CAPEX), ainsi qu'une analyse comparative des taux de coûts pétroliers par baril. En fournissant une analyse documentée des coûts pétroliers au Gabon, ce rapport vise à informer les décideurs, les parties prenantes et le public sur les tendances et les défis dans le secteur pétrolier, et à contribuer à une meilleure gouvernance des ressources naturelles dans le pays.

## 1.3 Etendu des travaux

Le cabinet Moore Insight a été désigné pour la vérification et la divulgation des coûts pétroliers des sociétés publiques et des entreprises privées pour l'année 2021.

Nos travaux ont consisté principalement à collecter, rapprocher, compiler et analyser, pour l'année 2021 :

- i. les données sur les coûts pétroliers encourus et déclarés par les entreprises extractives détentrices des titres pétroliers au Gabon, d'une part ; et
- ii. les données sur les coûts pétroliers de ces entreprises déclarés par l'État, d'autre part.

La mission de rapprochement et de calcul des ratios de plausibilité a été conduite sur la base des normes ISRS (International Standard on Related Services) et plus précisément la norme n°4400 relative aux « missions d'examen d'informations financières sur la base de procédures convenues » ainsi que le Code d'éthique de l'IFAC (International Federation of Accountants). Les travaux ont été conduits conformément aux Termes de Référence inclus dans la Demande de Propositions et tels qu'approuvés par le Groupe Multipartite de l'ITIE Gabon.

Les procédures convenues n'ont pas pour objet :

- d'effectuer un audit ou un examen limité des coûts pétroliers. L'audit des données incluses dans le présent rapport n'entre pas dans les Termes de Référence de notre mission. Toutefois, les informations financières vérifiées portent sur des données auditées et/ou attestées par les parties déclarantes ; et
- de déceler des erreurs, des actes illégaux ou d'autres irrégularités hormis ceux que nous avons pu rencontrer lors de la conduite de nos travaux.

Ce rapport comprend six sections résumées ci-dessous, de même que des annexes détaillant les informations collectées lors des travaux de rapprochement :

- Section 1 - Introduction
- Section 2 - Sommaire exécutif
- Section 3 - Approche et méthodologie suivies pour la conduite des travaux
- Section 4 - Cadre juridique du régime de partage de production et de récupération des coûts pétroliers au Gabon

- Section 5 - Revue des coûts pétroliers au Gabon en 2021
- Section 6 –Recommandations pour le renforcement de la maîtrise des coûts pétroliers

Le présent rapport prend en considération les données qui nous ont été transmises jusqu'au 31 mars 2024. Les montants sont présentés dans ce rapport en dollars américain (USD), sauf indication contraire. Certains montants rapportés par les entités déclarantes en FCFA ont été convertis au cours de USD/FCFA au 31 décembre 2021 soit 554,6 tel que communiqué par la DGEPP dans le Tableau de Bord de l'économie pour 2021.

## 1.4 Limitations à l'étendu des travaux

L'étendue de nos travaux a été limitée par la non mise à disposition d'informations essentielles à la complétude de la revue des coûts pétroliers à savoir :

- les procès-verbaux de consolidation de la part de l'huile de l'Etat pour douze (12) sociétés pétrolières non disponibles sur un total de 16 sociétés pour l'année 2021, empêchant la revue de détermination des coûts pétroliers récupérables ;
- les contrats pétroliers signés entre le gouvernement gabonais et les sociétés pétrolières, empêchant la revue de l'application des règles ainsi que les taux convenus de détermination et d'imputation des coûts pétroliers et de la redevance minière proportionnelle ;
- les rapports d'audit des coûts pétroliers certifiant la qualité des données sur les coûts pétroliers de 2021, empêchant la revue des données certifiées et du processus qualité et assurance de l'information sur les coûts pétroliers ; et
- les coûts pétroliers désagrégés par type et par champ ainsi que les données sur les réserves par nature et par champ pour l'année 2021, empêchant la conduite des examens analytiques de plausibilité requis.

## 2 SOMMAIRE EXECUTIF :

### 2.1 Divulgarion des coûts pétroliers

La DGH a divulgué un montant des coûts pétroliers de 16 opérateurs dans le pays pour un montant total de 1°268°894°648 USD comme présenté ci-dessous :

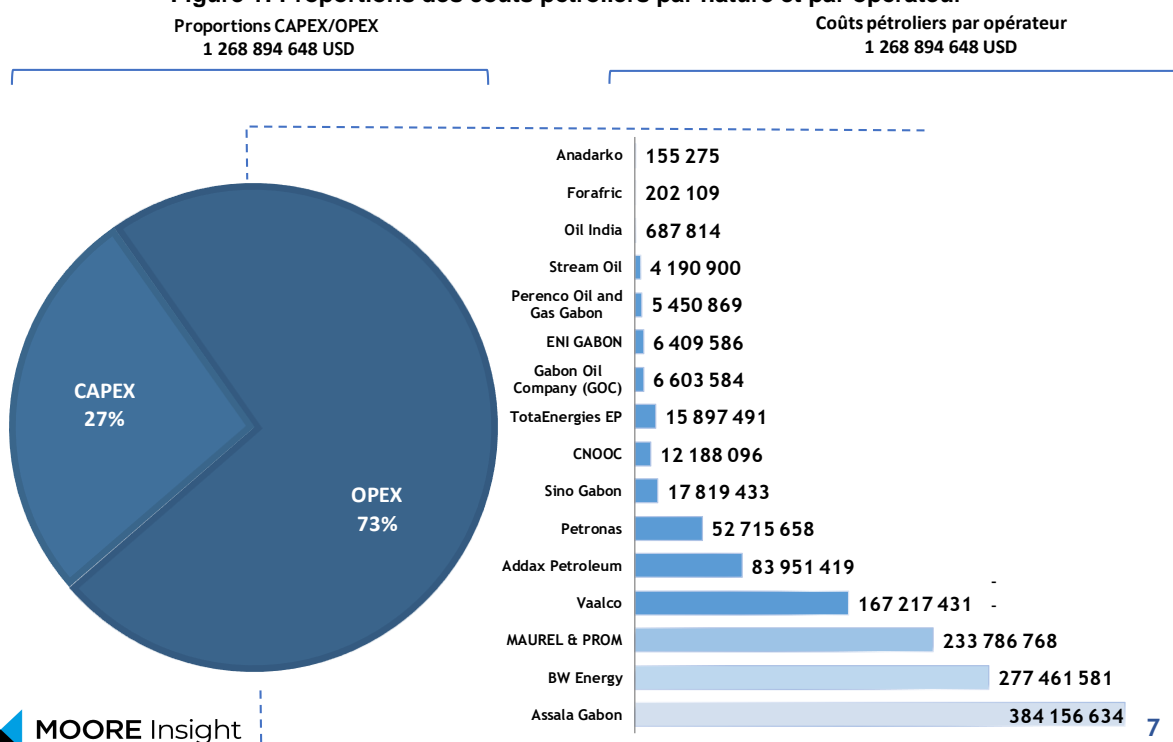
Tableau 1 : Sommaire des coûts pétroliers par opérateur et par catégorie

N°	Opérateurs	Dépenses de développement (CAPEX)		Dépenses d'exploitation (OPEX)		Total	
		Valeur (USD)	Proportion %	Valeur (USD)	Proportion %	Valeur (USD)	%
1	Assala Gabon S. A	102 267 136	30%	281 889 498	30%	384 156 634	30,27%
2	BW Energy	104 657 926	31%	172 803 655	19%	277 461 581	21,87%
3	Maurel & Prom Gabon S.A	53 139 415	16%	180 647 353	20%	233 786 768	18,42%
4	VAALCO Gabon SA	18 697 262	6%	148 520 169	14%	167 217 431	13,18%
5	Addax Petroleum Oil & Gas Gabon	11 369 102	3%	72 582 317	8%	83 951 419	6,62%
6	Petronas	27 386 712	8%	25 328 946	3%	52 715 658	4,15%
7	Sino Gabon	259 118	0%	17 560 315	2%	17 819 433	1,40%
8	CNOOC	9 676 534	4%	2 511 562	1%	12 188 096	0,96%
9	TotaEnergies EP	1 636 992	0%	14 260 499	2%	15 897 491	1,25%
10	Gabon Oil Company (GOC)	393 214	0%	6 210 370	1%	6 603 584	0,52%
11	ENI Gabon	4 167 151	1%	2 242 435	0%	6 409 586	0,51%
12	Perenco Oil and Gas Gabon	3 454 986	0%	1 995 883	0%	5 450 869	0,43%
13	Stream Oil	934 067	0%	3 256 833	0%	4 190 900	0,33%
14	Oil India	100 606	0%	587 208	0%	687 814	0,05%
15	Forafric	-	0%	202 109	0%	202 109	0,02%
16	Anadarko	-	0%	155 275	0%	155 275	0,01%
<b>Total</b>		<b>338 140 221</b>	<b>100%</b>	<b>930 754 427</b>	<b>100%</b>	<b>1 268 894 648</b>	<b>100%</b>

Source : DGH

La proportion des coûts opérationnels (OPEX) est de 73% et celle des dépenses de développement (CAPEX) est de 27% comme présenté ci-dessous :

Figure 1: Proportions des coûts pétroliers par nature et par opérateur





## 2.2 Résultats de rapprochement

La DGH a déclaré 897 064 196 USD pour les sociétés retenues dans périmètre de conciliation. Sept (7) sociétés incluses dans le périmètre de conciliation ont déclaré des coûts pétroliers pour un montant total de 759 194 105 USD tel que résumé ci-dessous :

Tableau 2 : Rapprochement des coûts pétroliers par opérateur

						En USD
N°	Opérateurs	DGH	Société	Différence	%	
1	Assala Gabon S. A	384 156 634	474 867 710	-90 711 076	-24%	
2	Maurel & Prom Gabon S.A	233 786 768	1 254 851	232 531 917	99%	
3	VAALCO Gabon SA	167 217 431	167 257 810	-40 379	0%	
4	Addax Petroleum Oil & Gas Gabon	83 951 419	83 951 417	2	0%	
5	TotalEnergies EP	15 897 491	15 718 105	179 386	1%	
6	Gabon Oil Company	6 603 584	6 028 472	575 112	9%	
7	Perenco Oil & Gas Gabon	5 450 869	10 115 740	-4 664 871	-86%	
<b>Sous-total coûts pétroliers déclarés par le gouvernement et les sociétés</b>		<b>897 064 196</b>	<b>759 194 105</b>	<b>137 870 091</b>	<b>15%</b>	

Source :

(\*) Direction Générale Des Hydrocarbures

(\*\*) Formulaire de déclaration des compagnies

Nous comprenons que le rapportage non exhaustif des coûts pétroliers par les sociétés émane d'une compréhension différente des coûts en question par rapport à celle de la DGH. Le détail de rapprochement des coûts pétroliers est présenté en Section 5.3 du présent rapport.

## 2.3 Exhaustivité et fiabilité des données

### Exhaustivité des données

#### Accès à l'exhaustivité des contrats pétroliers :

Les contrats signés entre l'Etat et les sociétés pétrolières sont jusqu'à ce jour non publiés. Notre demande d'accès aux conventions a été sans suite pour cause de confidentialité. De ce fait, il n'a pas été possible d'inclure dans ce rapport la conformité des coûts pétroliers avec les contrats pétroliers.

#### Données sur la part de l'Etat dans la production par opérateur pour 2021

La Direction Générale des Hydrocarbures est l'organe régulateur responsable de l'assurance de l'exhaustivité de la part de l'Etat dans la production auprès des opérateurs après déduction des coûts pétroliers. Les entités déclarantes n'ont pas été en mesure de communiquer les procès-verbaux de consolidation de la part de l'Etat dans la production des seize (16) sociétés pour l'année 2021. Seuls quatre (4) procès-verbaux de consolidation de la part de l'Etat dans la production ont été mis à notre disposition et présentent un écart par rapport au coûts pétroliers rapportés tel que détaillé en Section 5.2.2.a du présent rapport.

Etant donné l'absence des procès-verbaux pour les coûts pétroliers des douze (12) sociétés, l'exhaustivité des coûts pétroliers rapportés par les sociétés n'est pas établis.

**Conclusion sur l'exhaustivité des données :** *Compte tenu des constats indiqués ci-dessus, nous ne pouvons pas conclure avec une assurance raisonnable que ce rapport couvre de manière exhaustive l'ensemble des coûts pétroliers significatifs provenant du secteur des hydrocarbures au Gabon pour l'année 2021.*

### Fiabilité des données

#### Audit et certification des coûts pétroliers

La DGH dispose d'un délai de deux (02) ans du le Contrat d'Exploration et de Partage de Production (CEPP) type, pour exercer son droit de vérifications et contrôles des coûts pétroliers. A la suite des audits des coûts pétroliers par la Direction Générale des Hydrocarbures, cette dernière exige des ajustements, redressements, rectifications et modifications estimés nécessaires sur ces coûts pétroliers ainsi que sur les méthodes techniques utilisées dans la conduite des opérations pétrolières. La Direction Générale des Hydrocarbures, a confirmé que les audits n'ont pas été clôturés pour toutes les sociétés tel que détaillé dans la Section 5.1.2 du présent rapport.

Par ailleurs, les rapports d'audit des coûts pétroliers n'ont pas été soumis par les sociétés ni par l'administration. Ces rapports d'audit documentent les conclusions d'audit des coûts pétroliers par rapport aux conditions contractuelles et que ces coûts aient fait l'objet d'audit indépendant appliquant les normes internationales d'audit.

**Examens analytiques de plausibilité :**

Les entités déclarantes ont été demandées de rapporter les coûts de développement et d'exploitation engagés, la production réalisée et les données sur les réserves estimées restantes et du programme de travail associé. La Direction Générale des Hydrocarbures n'a pas fourni les données sur les coûts pétroliers désagrégés par permis ni les réserves pétrolières gabonaises désagrégées par société et/ou permis. En effet, la DGH a communiqué une quantité totale annuelle de 3 088 893 001 barils en 2021 pour le pays tel que détaillé en Section 5.5.1.b du présent rapport. Il n'a pas été possible de ce fait de conduire les examens analytiques de plausibilité basés sur les barils d'équivalent pétrole (BEP).

**Conclusion sur la fiabilité des données :** *Compte tenu des constats indiqués ci-dessus, nous ne pouvons pas conclure avec une assurance raisonnable sur la qualité des données sur les coûts pétroliers rapportés pour l'année 2021 ni qu'elles ont fait l'objet d'un audit indépendant crédible, conformément aux normes internationales.*

## 2.4 Recommandations

Nous avons émis des recommandations pour le renforcement de la maîtrise des coûts pétroliers au Gabon qui se résumant comme suit :

**Tableau 3 : Recommandations**

N°	Recommandations	Niveau de priorité
1	Suivi des contrats pétroliers	Haut
2	Mise en œuvre d'audit systématique des coûts pétroliers	Haut
3	Etablissement régulier et systématique des procès-verbaux de consolidation de la part de l'Etat dans la production	Haut
4	Compilation des données sur les réserves par nature et par champ	Haut
5	Amélioration de la qualité de rapportage des coûts pétroliers	Haut
6	Rationalisation des analyses des tendances	Moyen
7	Compilation exhaustive des coûts pétroliers	Haut
8	Elargissement de l'analyse des coûts aux dépenses des permis sous convention	Moyen



Paul Stockton  
Associé  
Moore Stephens Insight

St James House, Vicar Lane,  
Sheffield, Angleterre, S1 2EX

### 3 APPROCHE ET METHODOLOGIE

Le processus utilisé dans ce rapport repose sur une approche visant à recueillir, analyser et interpréter les données sur les coûts pétroliers au Gabon pour l'année 2021, en suivant les étapes suivantes :

#### 3.1 Collecte de Données

La collecte de données s'est appuyée sur une variété de sources d'informations ayant été demandées, dont notamment :

- les dispositions légales et documents réglementaires ;
- le Contrat d'Exploration et de Partage de Production (CEPP) type ;
- les données communiquées sur la production et les exportations de pétrole ;
- le rapport ITIE Gabon 2021 ;
- les données liées aux réserves ;
- les déclarations sur les coûts pétroliers des sociétés pétrolières ;
- la déclaration de la Direction Générale des Hydrocarbures (DGH) sur les coûts pétroliers des sociétés pétrolières ;
- les procès-verbaux de consolidation de la part de l'huile de l'Etat ;
- les rapports d'audit des coûts pétroliers couvrant l'année 2021 ;
- les rapports annuels des sociétés pétrolières opérant au Gabon ; ainsi que
- des données supplémentaires ont été obtenues à partir de publications de référence et de rapports d'organisations internationales.

#### 3.2 Rencontres avec les Parties Prenantes

Dans le cadre de cette phase, des rencontres ont été organisées avec les parties prenantes impliquées dans le secteur pétrolier au Gabon. Ces rencontres ont permis de recueillir des informations supplémentaires, de valider les données collectées et d'obtenir des perspectives diverses sur les enjeux liés aux coûts pétroliers.

Les parties prenantes consultées sont les représentants de :

- la Direction Générale des Hydrocarbures ;
- L'expert recruté par la DGH pour mener les audits des coûts pétroliers ;
- Les sociétés pétrolières opérant au Gabon ;
- la société d'Etat opérant dans le secteur des hydrocarbures à savoir la Gabon Oil Company (GOC) ; et
- l'Union Pétrolière Gabonaise (UPEGA).

#### 3.3 Analyse des Données

Les données collectées, y compris les informations issues des rencontres avec les parties prenantes, ont été soumises à une analyse, utilisant à la fois des méthodes quantitatives et qualitatives. Une attention particulière a été portée à la qualité et à la fiabilité des données, en mettant en œuvre des techniques d'assurance qualité pour vérifier la cohérence et l'intégrité des informations fournies.

### 3.4 Interprétation et Rapportage

La phase d'interprétation et de rapportage permet de donner un sens aux données analysées et de communiquer efficacement les résultats obtenus.

- **Synthèse des Résultats** : les résultats de l'analyse quantitative et qualitative sont synthétisés pour identifier les principaux enseignements et les tendances significatives concernant les coûts pétroliers au Gabon pour l'année 2021. Cette synthèse intègre les différents aspects des données examinées et met en évidence les points clés à prendre en considération.
- **Interprétation des Implications** : les résultats sont interprétés pour comprendre leurs implications sur le secteur pétrolier gabonais, ainsi que sur les politiques publiques et les décisions stratégiques. Cette interprétation permet de mettre en lumière les défis, les opportunités et les recommandations pour améliorer la transparence et l'efficacité des pratiques dans le secteur.
- **Rapportage** : les résultats et les conclusions de l'analyse sont rapportés de manière claire et concise dans le rapport final. Ce rapport fournit une documentation détaillée de la méthodologie utilisée, des données analysées, ainsi que des résultats et des recommandations obtenus.
- **Ajustement et Révision** : Avant la finalisation du rapport, une étape d'ajustement et de révision est entreprise pour garantir l'exactitude, la cohérence et la clarté du contenu. Les commentaires des parties prenantes internes et externes sont pris en compte, et des modifications sont apportées au rapport en conséquence.

Cette phase d'Interprétation et de Rapportage permet de transformer les résultats de l'analyse en informations actionnables et compréhensibles, contribuant ainsi à éclairer les décisions et les politiques dans le secteur pétrolier gabonais.

### 3.5 Limitations

Les limitations à l'étendu des travaux ont été détaillées en la Section 1.4 du présent rapport.

## 4 CADRE JURIDIQUE DU REGIME DE PARTAGE DE PRODUCTION ET DE RECUPERATION DES COÛTS PETROLIERS AU GABON

### 4.1 Aperçu de la réglementation fiscale en vigueur pour les coûts pétroliers

Le Code des hydrocarbures constitue le cadre juridique d'intervention de l'État dans le secteur du pétrole et du gaz. Il constitue également le cadre fiscal et douanier de l'exercice de l'activité au Gabon. Il prévoit une fiscalité sectorielle spécifique pour les entreprises pétrolières.

Les coûts pétroliers sont définis comme toutes les dépenses strictement liées à la réalisation des opérations pétrolières, effectivement supportées, payées et dûment justifiées par le contracteur, conformes aux prix de marché pratiqués entre parties non liées pour des prestations ou des biens équivalents et pour lesquelles il lui est reconnu un droit à récupération dans la zone délimitée.<sup>1</sup>

L'article 220 du code des hydrocarbures accorde au contracteur le droit à la récupération des coûts pétroliers qu'il a supportés et payés par prélèvement d'une partie de la production d'hydrocarbures.

Le contracteur : est une personne morale prise seule ou conjointement, agissant seule, ou conjointement et solidairement, ayant conclu un contrat d'hydrocarbures avec l'Etat, ainsi que son ou leurs successeurs et/ou cessionnaires.

Selon l'article 21.1 CEPP type, le contracteur a le droit à la récupération des coûts pétroliers qu'il a supportés pour l'exploration à l'intérieur de la Zone Délimitée.

Lorsque la Production Totale Disponible provient de plusieurs Zones d'Exploitation situées à l'intérieur de la Zone Délimitée, la récupération des coûts pétroliers s'effectue par prélèvement d'une partie de la Production Nette provenant de l'ensemble de ces Zones d'Exploitation

Cette récupération est limitée pour une année donnée et ne saurait excéder les taux suivants :<sup>2</sup>

Figure 2: Liste des taux récupération des coûts pétroliers par zone



Les articles 61 et 66 accordent au contrat d'exploration et de partage de production CEPP les modalités de récupération des coûts pétroliers et les conditions de partage de la production.

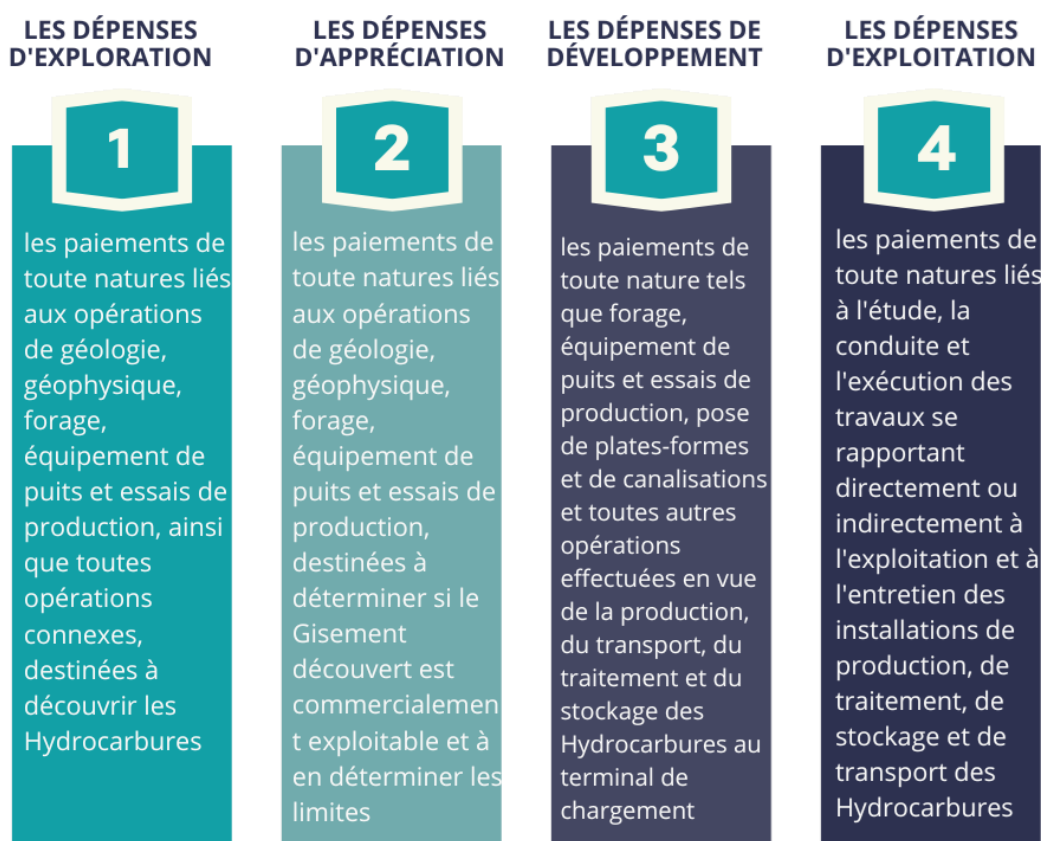
<sup>1</sup> Article 1 code des hydrocarbures

<sup>2</sup> Article 221 code des hydrocarbures

## 4.2 Aperçu du CEPP type gabonais en matière des coûts pétroliers

Parallèlement à la comptabilité prévue par la réglementation en vigueur, le contracteur tient, en permanence, une comptabilité spécialement réservée et organisée pour l'enregistrement des coûts pétroliers. Selon l'article 22.4 du CEPP type ; le Compte des coûts pétroliers est subdivisé en sous comptes permettant de faire ressortir toutes les dépenses et les recettes liées aux Opérations Pétrolières tel que prévu à l'Accord Comptable, permettant, notamment, de faire ressortir :

Figure 3: Liste des types des coûts pétroliers



Source : CEPP type du Gabon

Les coûts pétroliers à récupérer en premier, sont les coûts relatifs à l'exploitation et au développement des Hydrocarbures<sup>3</sup>. Les coûts d'exploration sont récupérables quand le taux de récupération des coûts pétroliers le permet. Le reliquat des coûts pétroliers non récupérés est ajouté au montant des coûts pétroliers pour l'Année Civile suivante. Quel que soit le volume des coûts pétroliers reporté, la récupération est toujours plafonnée à un taux fixé dans le CEPP de la Production Nette obtenue au cours d'une Année Civile<sup>4</sup>.

Il est à préciser qu'au terme de l'article 21.5 du CEPP type, l'Etat dispose d'un droit de préemption sur les quantités d'Hydrocarbures revenant au contracteur au titre de la récupération des coûts pétroliers. En contrepartie des quantités d'Hydrocarbures préemptées, l'Etat verse au contracteur un montant équivalent aux quantités d'Hydrocarbures valorisées au prix officialisé par le Gouvernement de la République Gabonaise.

L'article 22.1 du CEPP type stipule que le contracteur est dans l'obligation de tenir un Compte des coûts pétroliers conformément aux stipulations contractuelles et à l'Accord Comptable objet de l'Annexe 2 du CEPP. Le Compte des coûts pétroliers est destiné à enregistrer au débit, toutes les dépenses effectuées pour les besoins des

<sup>3</sup> Article 21.2 CEPP type

<sup>4</sup> Article 21.3 CEPP type

Opérations Pétrolières, au fur et à mesure de leur paiement effectif. Il indique au crédit toutes les recettes perçues dans le cadre de l'exécution du contrat<sup>5</sup>.

Le contracteur est tenu de conserver tous les originaux de l'ensemble des pièces justificatives afférentes aux Opérations Pétrolières au Gabon pour une période de 10 ans<sup>6</sup>.

Les quantités d'Hydrocarbures prélevées au titre de la récupération des coûts pétroliers sont valorisés au Prix de Cession Officiel « PCO<sup>7</sup> ». Le PCO Le Prix de Cession Officiel est déterminé en dollar des États-Unis d'Amérique par la Commission Technique Paritaire en tenant compte des prix du marché international pour les Hydrocarbures de qualité analogue. Il est calculé valeur F.O.B. chaque trimestre civil pour le trimestre précédent.<sup>8</sup>

### 4.3 Élément à exclure des coûts pétroliers

Le code des hydrocarbures dans ses articles 61 et 66 a confié au CEPP les modalités de récupération des coûts pétroliers, cependant, le code a cité certains éléments qui ne rentrent pas dans les coûts pétroliers, notamment :

- Les Bonus ;
- La redevance minière proportionnelle (article 211) ;
- La partie variable du fonds de soutien aux hydrocarbures (article 212) ;
- Les pénalités et les paiements de toute nature (article 234) ;
- Les dépenses engagées par le contracteur au titre des amendes, pénalités et intérêts de retard de toute nature dans le cadre de la répression des infractions dans le secteur (article 262) ;
- Tout dépassement par le contracteur du budget relatif à la réalisation des opérations pétrolières, sans l'accord préalable de l'administration des hydrocarbures (article 275).

Le CEPP a repris ces éléments en son article 22.5 qui a indiqué que « ne sont pas imputables au compte des coûts pétroliers les paiements effectués en règlement de frais, charges ou dépenses non imputables aux Opérations Pétrolières, ceux dont la déduction ou l'imputation est exclue par les stipulations du présent Contrat ou de l'Accord Comptable, ou ceux qui ne sont pas nécessités par les besoins desdites Opérations Pétrolières. Il s'agit, notamment, des paiements effectués au titre :

- i) des frais d'augmentation de capital des sociétés membres du contracteur ;
- ii) des frais de commercialisation ;
- iii) des frais relatifs à la période antérieure à la Date Effective ;
- iv) des frais d'audit extérieur payés par le contracteur dans le cadre des relations particulières entre les entreprises constituant le contracteur ;
- v) de l'ensemble des bonus et débits ;
- vi) des amendes et pénalités ;
- vii) des frais et charges d'arbitrage et de condamnations dans tout litige, sous réserve des stipulations de l'article 41.2 ;
- viii) de la redevance superficielle ;
- ix) des frais supportés à l'occasion des réunions, études et travaux réalisés dans le cadre de l'association liant les entreprises constituant le contracteur ;
- x) sous réserve de l'article 3.3, des intérêts d'emprunts bancaires ou d'emprunts intragroupes qui n'auront pas été souscrits aux conditions du marché ;
- xi) des dédommagements de sinistres causés du fait fautif de l'Opérateur ;

---

<sup>5</sup> Article 22.3 CEPP type

<sup>6</sup> Article 22.2 CEPP type

<sup>7</sup> Article 29.1 CEPP type

<sup>8</sup> Article 29.2 CEPP type

- xii) des pertes de change éventuellement subies et liées aux capitaux propres investis ;
- xiii) de la partie variable du Fonds de Soutien aux Hydrocarbures ;
- xiv) des vingt-cinq pour cent (25%) de la partie de la Provision pour Investissements Diversifiée (PID) et de la Provision pour Investissement dans les Hydrocarbures (PIH) non remboursable au contracteur ;
- xv) des dépenses payées dans une monnaie autre que le dollar des États-Unis d'Amérique dont les factures ne sont accompagnées d'aucun document indiquant le taux de change visé aux conditions indiquées aux articles 20.2 et 20.3 du présent Contrat ;
- xvi) de la partie des frais généraux payés à l'étranger excédant le plafond visé dans l'Accord Comptable.

Ne sont pas récupérables, les dépenses payées dont la récupération est exclue par une disposition expresse du CEPP, celles qui présentent un caractère somptuaire ou exagéré, les libéralités non autorisées par la réglementation et, d'une manière générale, toutes les dépenses qui ne sont pas nécessitées par une gestion normale des Opérations Pétrolières.

Ne sont pas également considérées comme des coûts pétroliers, les dépenses qui ne correspondent pas à une gestion normale des Opérations pétrolières, notamment les surfacturations des services rendus au sein d'un même Groupe de Sociétés quand le contracteur ayant bénéficié desdits services est sous le Contrôle ou la dépendance de droit ou de fait<sup>9</sup>.

Le contracteur ne peut être garanti contre les risques de change ou manque à gagner liés à l'origine des capitaux propres investis et à son autofinancement, et les pertes éventuellement subies de ce fait ne constituent pas des coûts pétroliers. Il en est de même des primes et frais d'assurances que le contracteur viendrait à souscrire pour couvrir de tels risques.<sup>10</sup>

Les frais relatifs à l'engagement du contracteur dans le cadre du contenu local (les bourses de formation, accompagnement des entreprises autochtones, PME et PMI locales...) ne constituent pas des coûts pétroliers<sup>11</sup>.

Les frais et honoraires de l'arbitrage en cas de litige honoraires ne constituent pas des coûts pétroliers<sup>12</sup>.

#### 4.4 Élément pouvant être inclus dans les coûts pétroliers

Outre les dépenses strictement liées à la réalisation des opérations pétrolières, effectivement supportées, payées et dûment justifiées par le contracteur, le code a cité certains éléments qui rentrent dans les coûts pétroliers, notamment :

- les frais d'indemnisation résultant de l'expropriation sont pris en charge par le contracteur. Ces frais d'indemnisation constituent des coûts pétroliers (article 13) ;
- les dotations annuelles d'alimentation du fonds de réhabilitation de sites (article 175) ;
- les primes d'assurances payées par le contracteur (181) ; et
- les contributions au fonds de concours à l'exception de la partie variable du fonds de soutien aux hydrocarbures (article 212).

En ce qui concerne le contrat de partage de production, l'article 29.3 du CEPP type stipule que « si, pour une période donnée, le Prix de Cession Officiel appliqué est supérieur au prix du marché pour des ventes à des Tiers d'Hydrocarbures provenant de la Zone Délimitée, la différence est récupérée par le contracteur, par inscription au débit du compte des coûts pétroliers, sous réserve de la vérification du prix réel par l'Etat. Si, à l'inverse, le Prix de Cession Officiel est inférieur au prix dudit marché, la différence est portée au crédit du compte des coûts pétroliers, sous réserve de la vérification du prix réel par l'Etat ».

<sup>9</sup> Article 22.6 CEPP type

<sup>10</sup> Article 22.7 CEPP type

<sup>11</sup> Article 37.7 CEPP type

<sup>12</sup> Article 41.2 (h) CEPP type



Les dotations financières annuelles des fonds RES constituent des coûts pétroliers<sup>13</sup>.

Les dépenses occasionnées par l'Administration des Hydrocarbures et l'Administration en charge des Impôts lors de leurs missions de suivi, d'examens, de vérifications et contrôles effectués en vertu du pouvoir de contrôle général qui leur est conféré par l'Etat, et supportées par le contracteur.<sup>14</sup>

## 4.5 Participation de l'Etat aux opérations pétrolières

Le code des hydrocarbures a accordé à l'Etat le droit de participation dans les droits et obligations découlant du CEPP à concurrence de 10%, ce qui implique une participation de 10% aux coûts pétroliers relatifs au développement et à la production de la zone d'exploitation, à l'exclusion de toute dépense d'exploration<sup>15</sup>. Pour se faire, L'Etat dit « Partenaire » devra signer un accord d'association avec les membres du contracteur<sup>16</sup>.

L'Etat partenaire rembourse au contracteur, en nature, sa quote-part des coûts pétroliers par la partie de la production lui revenant. Le paiement en nature s'effectue à la fin de chaque mois civil. Pour chaque mois civil, le montant à rembourser par l'Etat partenaire est limité à soixante-dix pour cent (70%) de la production lui revenant au titre de sa participation. Le reliquat des montants dus par l'Etat partenaire, s'il y a lieu, est reporté au mois suivant. La valorisation des quantités d'hydrocarbures appartenant à l'Etat partenaire est effectuée au prix de cession officiel, et l'opérateur doit tenir à jour un compte "Etat-partenaire" pour toute opération relative à la participation de l'Etat partenaire.<sup>17</sup>

L'Article 3 du décret n°1017 du 23 août 2011 stipule que la société nationale des hydrocarbures du Gabon a notamment pour missions de :

- détenir, gérer et prendre les participations, de quelle que nature que ce soit, pour le compte de l'État, directement ou indirectement, dans toutes activités relatives à la recherche, l'exploration, l'exploitation, la distribution, le transport, le stockage, la commercialisation, le raffinage et toutes activités se rapportant directement aux opérations visées ci-dessus ;
- détenir les participations de l'État dans les gisements d'hydrocarbures et dans le capital des sociétés titulaires des conventions d'établissement, et des contrats de partage de production ;
- assurer la commercialisation, l'importation, l'exportation et la distribution de tout ou une partie des produits extraits des gisements d'hydrocarbures et des installations industrielles de traitement et de transformation des hydrocarbures ;
- entreprendre pour le compte de l'État, seule ou en association, toute opération d'investissement, de gestion se rapportant directement aux opérations visées à l'alinéa 1<sup>er</sup> ci-dessus ;
- rechercher et exploiter, seule ou en association, partenariat, joint-venture, des gisements d'hydrocarbures et de toutes substances connexes ou associées ; et
- d'une manière générale, réaliser soit directement, soit par toute autre entité ou par la création de filiales de droit gabonais ou de droit étranger, toutes opérations financières se rapportant directement ou indirectement à l'industrie des hydrocarbures.

Pour 2021, la quantité totale du brut collectée par la Gabon Oil Company (GOC) est de 9 819 058 bbl, cela provient du fait que la GOC opère sur 3 axes ; sa propre production en tant qu'opérateur sur le permis Moboga II pour 158 085 bbl, GOC partenaire pour 3 862 473 bbl, et collecteur de la part de l'huile de l'Etat pour 5 798 500 bbl.

### Gabon Oil Company opérateur

La production provenant du permis Moboga II est de 248 623 bbl en 2021, dont 158 085 bbl reviennent à la GOC, et 90 537 barils répartis entre l'Etat partenaire sur le permis de 9 297 barils, et part de l'huile de l'Etat de 81 240 bbl.

---

<sup>13</sup> Article 32.3 CEPP type

<sup>14</sup> Article 38.6 CEPP type

<sup>15</sup> Article 18.1 CEPP type

<sup>16</sup> Article 18.2 CEPP type

<sup>17</sup> Article 18.3, 18.4, et 18.5 CEPP type

## Gabon Oil Company partenaire

Les parts de production en tant que membre du groupe contracteur, qui revient à la GOC en tant que partenaire dans les permis de Perenco Oil and Gas Gabon, Maurel & Prom Gabon S.A et BW Energy, ont atteint 3 862 473 bbl. Le tableau ci-dessous détaille le part la GOC par société :

**Tableau 4 : Part de production de la GOC partenaire en 2021**

Sociétés	Unité	GOC	
		Quantité	Valeur en FCFA
Perenco Oil and Gas Gabon	BBL	2 829 480	109 569 296 406
Maurel & Prom Gabon S. A	BBL	718 947	27 840 624 488
BW Energy	BBL	314 046	12 161 173 873
		<b>3 862 473</b>	<b>149 931 113 470</b>

Source: Gabon Oil Company (GOC)

## Gabon Oil Company collecteur de la part de l'huile de l'Etat

Sur la base des données communiqués par la GOC relatives à la part d'huile de l'Etat livrées par les sociétés pétrolières à la GOC, le part d'huile de l'Etat en 2021 a atteint 5 789 203 barils pour une valeur de 224 182 139 783 FCFA.

Le tableau ci-dessous résume la part de l'huile de l'Etat par société :

**Tableau 5 : Part d'huile de l'Etat en 2021**

No.	Sociétés	Unité	GOC	
			Quantité	Valeur en FCFA
1	Gabon Oil Company (GOC)	BBL	90 537	3 145 952 394
2	TotalEnergies EP Gabon	BBL	436 958	16 920 840 301
3	Maurel & Prom Gabon S. A	BBL	1 928 595	74 683 260 178
4	Assala Gabon S. A	BBL	2 699 376	104 531 122 464
5	BW Energy	BBL	643 034	24 900 964 446
			<b>5 798 500</b>	<b>224 182 139 783</b>

Source: Gabon Oil Company (GOC)

\*La quantité a été valorisée au prix du Panier Brut Gabonais annuel moyen de 69,83 USD et pour au cours de change annuel moyen de 554,557 XAF/USD tel que communiqué par la DGH.

## 5 REVUE DES COUTS PETROLIERS DES SOCIETES PETROLIERES AU GABON EN 2021

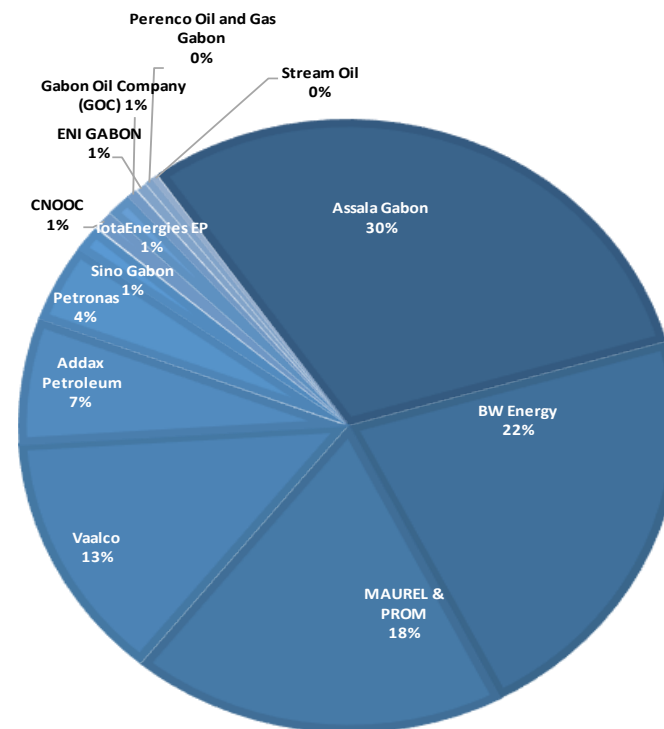
La DGH a divulgué un montant les coûts pétroliers de 16 opérateurs dans le pays pour un montant total de 1 268 894 648 USD comme présenté ci-dessous :

Tableau 6 : Détail des coûts pétroliers par opérateur

N°	Opérateurs	Dépenses de développement (CAPEX)		Dépenses d'exploitation (OPEX)		Total	
		Valeur (USD)	Proportion %	Valeur (USD)	Proportion %	Valeur (USD)	%
1	Assala Gabon S. A	102 267 136	30%	281 889 498	30%	384 156 634	30,27%
2	BW Energy	104 657 926	31%	172 803 655	19%	277 461 581	21,87%
3	Maurel & Prom Gabon S.A	53 139 415	16%	180 647 353	20%	233 786 768	18,42%
4	VAALCO Gabon SA	18 697 262	6%	148 520 169	14%	167 217 431	13,18%
5	Addax Petroleum Oil & Gas Gabon	11 369 102	3%	72 582 317	8%	83 951 419	6,62%
6	Petronas	27 386 712	8%	25 328 946	3%	52 715 658	4,15%
7	Sino Gabon	259 118	0%	17 560 315	2%	17 819 433	1,40%
8	CNOOC	9 676 534	4%	2 511 562	1%	12 188 096	0,96%
9	TotaEnergies EP	1 636 992	0%	14 260 499	2%	15 897 491	1,25%
10	Gabon Oil Company (GOC)	393 214	0%	6 210 370	1%	6 603 584	0,52%
11	ENI Gabon	4 167 151	1%	2 242 435	0%	6 409 586	0,51%
12	Perenco Oil and Gas Gabon	3 454 986		1 995 883		5 450 869	0,43%
13	Stream Oil	934 067	0%	3 256 833	0%	4 190 900	0,33%
14	Oil India	100 606	0%	587 208	0%	687 814	0,05%
15	Forafric	-	0%	202 109	0%	202 109	0,02%
16	Anadarko	-	0%	155 275	0%	155 275	0,01%
<b>Total</b>		<b>338 140 221</b>	<b>100%</b>	<b>930 754 427</b>	<b>100%</b>	<b>1 268 894 648</b>	<b>100%</b>

Source : Direction Générale Des Hydrocarbures

Figure 4: Proportions des coûts pétroliers par opérateur



## 5.1 Qualité des divulgations et assurance de la qualité des coûts pétroliers de l'année 2021

### 5.1.1 Soubassement juridique du droit d'audit des coûts pétroliers par la DGH

L'article 242 du code des hydrocarbures précise que le contrôle exercé par les services compétents de l'administration des hydrocarbures (la Direction Générale des Hydrocarbures « DGH ») porte notamment sur la conformité aux spécifications et caractéristiques techniques des Hydrocarbures, des produits pétroliers, gaziers et dérivés destinés au marché intérieur, la qualité des eaux, des boues et des huiles usagées issues des activités d'hydrocarbures.

Le contrôle des coûts pétroliers relève du contrôle comptable, juridique et financier, qui est assuré par les agents des services compétents de la DGH en collaboration avec l'administration des impôts<sup>18</sup>. Cependant les contrôles à caractère purement technique sont de la seule compétence de la DGH.

La DGH et l'Administration en charge des Impôts communiquent au contracteur par écrit les conclusions et résultats des examens, contrôles et vérifications qu'elle effectue. S'agissant des examens, vérifications et contrôles des coûts pétroliers, ils doivent intervenir dans un délai de deux (02) ans suivant la fin des phases d'exploration ou, en période de développement et de production, pour une (01) année civile donnée, dans le même délai de deux (02) ans suivant la fin de ladite année civile. L'opérateur reçoit de l'administration communication des conclusions et résultats des examens, contrôles et vérifications qu'elle effectue. A défaut d'examens, vérifications et contrôles du compte des coûts pétroliers dans les délais fixés ci-dessus, aucun ajustement ne peut être opéré par les parties.<sup>19</sup>

L'article 38.5 du CEPP type précise qu'aux fins d'application des stipulations du présent article, le contracteur remet à l'Administration, au plus tard le 30 avril de chaque Année Civile, deux (02) exemplaires du rapport détaillé de ses activités de l'Année Civile précédente. Ce rapport comprend, notamment et outre les données de nature technique, un décompte détaillé des coûts pétroliers relatifs à cette année civile, présentés conformément à l'accord comptable. Les dossiers du contracteur ainsi que les registres, pièces comptables et techniques et documents justificatifs nécessaires s'y rapportant sont tenus à la disposition de l'administration au sens des stipulations ci-dessus, et présentés à toute demande ou réquisition de celle-ci.

### 5.1.2 Rapport d'audits des coûts pétroliers de l'année 2021

La DGH a été demandé de soumettre des formulaires de déclarations confirmant si les audits des coûts pétroliers ont été accomplis.

Tableau 7 : Liste des audits des coûts pétroliers confirmés avoir été accomplis

N°	Société	Confirmation de l'audit par la DGH	Coûts pétroliers déclarés par la DGH (USD)	%
1	Assala Gabon S. A	Oui	384 156 634	43%
2	Maurel & Prom Gabon S.A	Oui	233 786 768	26%
3	VAALCO Gabon SA	Non	167 217 431	19%
4	Addax Petroleum Oil & Gas Gabon	Oui	83 951 419	9%
5	TotalEnergies EP	Oui	15 897 491	2%
6	Gabon Oil Company	N/a	6 603 584	1%
7	Perenco Oil & Gas Gabon	Non	5 450 869	1%
<b>Total</b>			<b>897 064 196</b>	<b>100%</b>

Source : Formulaires de déclaration des sociétés

Cependant, la Direction Générale des Hydrocarbures n'a pas été en mesure de communiquer les rapports d'audit des coûts pétroliers de 2021.

Selon la confirmation de la DGH, sur les audits réalisés couvrant l'exercice 2021, les rapports ont été établis et transmis aux opérateurs. Les positions des parties font l'objet de débat contradictoire. Les résultats définitifs sont prévus d'être arrêtés à la fin du 1<sup>er</sup> semestre 2024. Les conclusions finales sont prévues d'être consignées dans des procès-verbaux, des minutes ou des protocoles d'accord signés par l'administration et l'opérateur.

<sup>18</sup> Article 254 code des hydrocarbures et article 38.1 CEPP type

<sup>19</sup> Article 38.5 CEPP type

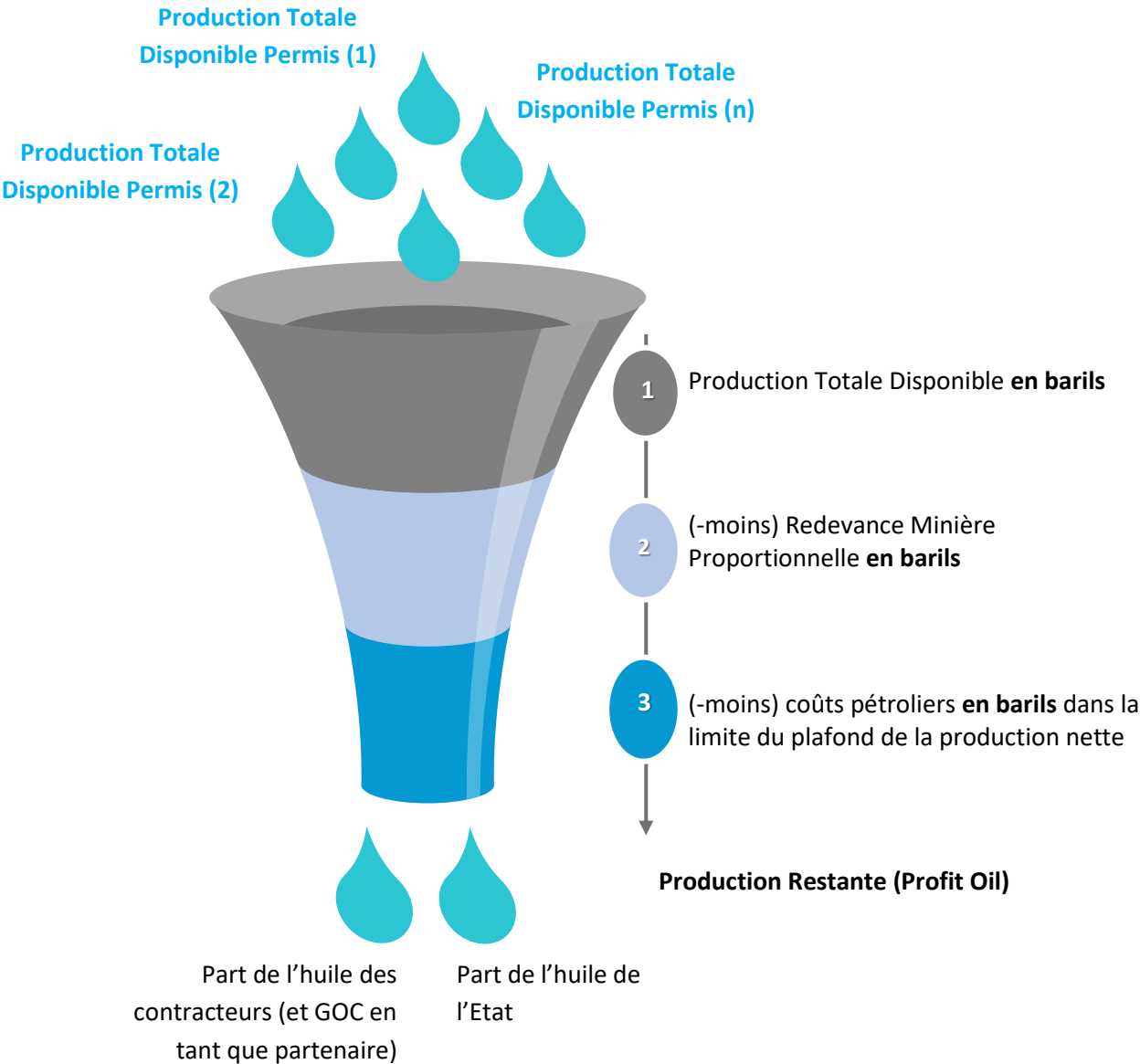
En l'absence de l'accomplissement des audits des coûts pétroliers de 2021 pour les deux sociétés VAALCO Gabon SA et Perenco Oil & Gas Gabon ainsi que des procédures contradictoires, les coûts pétroliers déclarés ici ne sont pas réputés définitifs et sont sujets à modification.

Par ailleurs, la DGH dispose d'un délai de deux (02) ans du selon le CEPP type, pour exercer son droit de vérifications et contrôles des coûts pétroliers et demander tout ajustement, redressement, rectification et modification estimés nécessaires sur les coûts pétroliers et sur les méthodes techniques utilisées dans la conduite des opérations pétrolières. Aucun ajustement ne peut être opéré à défaut de contrôles des coûts pétroliers dans ces délais fixés. L'absence des audits des coûts pétroliers de 2021 pour certaines sociétés pétrolières, jusqu'à la date de publication du présent rapport présente un risque sur la capacité de la DGH à les accomplir à temps avant la fin de 2023 et pose ainsi un risque de perte du droit de contrôle de l'Etat.

### 5.2 Consolidation des droits à l'huile de l'Etat de l'année 2021

L'intérêt dans la détermination des coûts pétroliers réside entre autres dans la détermination de la part de la production revenant à l'Etat sous l'appellation « Profit Oil de l'Etat » ou « Part de l'huile de l'Etat ». En effet, le calcul préconisé par le CEPP type reliant la production totale disponible à la part de l'Etat dans la production passant par le calcul de la redevance minière proportionnelle peut être résumé dans la figure ci-après :

Figure 5: Schéma de consolidation des droits à l'huile de l'Etat



### 5.2.1 Étendue de la pratique de consolidation des droits à l'huile de l'Etat par la DGH

La Direction Générale des Hydrocarbures effectuée des réunions régulières de routine durant l'année avec les opérateurs pétroliers afin de consolider :

- les volumes production déclarée par la société et figurant dans ses comptes avec la production totale disponible au sens du contrat au lieu d'extraction en se basant sur les recensements au niveau des compteurs fiscaux au niveau des différents points de contrôle sur site et aux terminaux ;
- le calcul de la redevance minière proportionnelle sur la base du volume de production et du taux convenu dans le contrat entre l'Etat et le groupement des sociétés pétrolières. La redevance minière proportionnelle est déterminée en volume et elle est par la suite traduite en numéraire sur la base du prix de cession officiel (PCO) au sens de la convention au cas où l'Etat opte pour un paiement en espèce ;
- le rapprochement de la charge de la redevance minière proportionnelle et les paiements effectués par l'opérateur ;
- le sommaire des fiches des coûts pétroliers compilés et reconstitution du solde du compte des coûts pétroliers en début de période, les coûts pétroliers de la période, les coûts pétroliers récupérés durant la période et dans la limite convenue du volume de production net ainsi que le solde final du compte des coûts pétroliers en fin de période ;
- le recalcul du droit à l'huile de l'Etat sur la base du taux de la convention et du volume de production restante.

### 5.2.2 Revue des éléments des comptes des coûts pétroliers de 2021

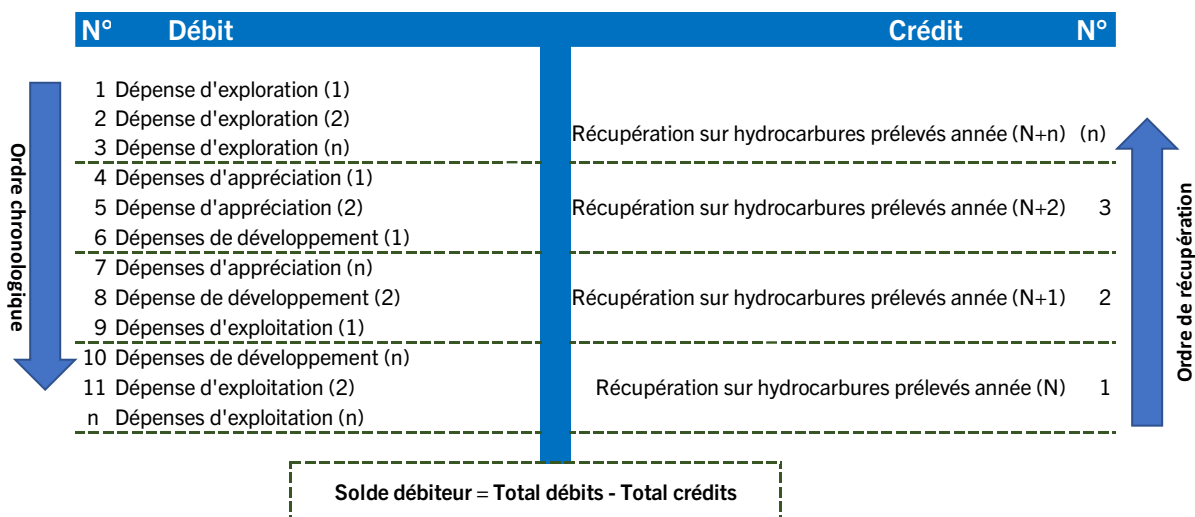
Les opérateurs doivent tenir un compte des coûts pétroliers conformément aux stipulations contractuelles au titre de chacun de leurs permis.

Le compte des coûts pétroliers est tenu en numéraire. Il enregistre :

- au débit, toutes les dépenses effectivement payées pour les besoins des opérations pétrolières. Les coûts pétroliers cumulés sont récupérés par l'opérateur selon le principe « dernier-entré premier-sorti » ; et
- au crédit toutes les recettes perçues notamment les hydrocarbures prélevés par l'opérateur sur la production nette, qui sont valorisés au prix officialisé par le gouvernement gabonais.

La tenue du compte des coûts pétroliers peut être décrite dans le schéma suivant :

Figure 6: Schéma de récupération dans le compte des coûts pétroliers



**a. Rapprochement des coûts pétroliers de 2021 divulgués par les sociétés aux procès-verbaux de consolidation des droits à l'huile de l'Etat**

Sur la base des procès-verbaux de consolidation des parts de l'huile de l'Etat soumises par les entités déclarantes, le sommaire des comptes des coûts pétroliers de quatre (4) permis est présent en Tableau 8 ci-dessous. Les procès-verbaux de consolidation des parts de l'huile de l'Etat des autres permis n'ont pas été obtenus.

Tableau 8 : Sommaire des comptes des COUTS PETROLIERS de l'année 2021 pour trois (3) permis

(en USD)	Maurel & Prom Gabon S.A (Permis Ezanga)	Perenco Oil & Gas Gabon (Permis Hylia)	VAALCO Gabon SA (Permis Etame Marin)	Sino Gabon (Permis Salsich)
Solde début de période du compte des coûts pétroliers	92 372 664	10 391 450	157 222 021	413 403 715
Coûts pétroliers de la période (a)	473 850 385	6 361 451	167 226 733	17 819 434
Coûts pétroliers récupérés (b)	-297 339 065	-8 905 029	-266 913 486	-27 928 035
Coûts non récupérés sur ancienne part de TG		-5 888 502		
Solde de fin de période du compte des coûts pétroliers	268 883 984	1 959 370	57 535 268	403 295 114

Sources : procès-verbaux de consolidation de la part de l'huile de l'Etat

(a) Les « coûts pétroliers de la période » sont ceux encourus durant l'année 2021

(b) Les « coûts pétroliers récupérés » qui sont soustraits de la production nette de l'année 2021, incluent une quote-part des coûts encourus durant les périodes passées et qui n'ont pas pu être résorbés par les niveaux de production des années précédentes.

Le rapprochement des coûts pétroliers sur la déclaration de la DGH avec les procès-verbaux de consolidation de la part de l'huile de l'Etat fait ressortir les écarts suivants :

Tableau 9 : Sommaire des écarts sur des coûts pétroliers rapportés sur les PV divulgués

N°	Opérateurs	Valeur déclarée par la DGH (USD) (a)	Valeur selon les PV disponibles (USD) (b)	Différence pour les PV disponibles (USD) (c)=(a)-(b)	% (c)/(a)
1	Maurel & Prom Gabon S.A	233 786 768	473 850 385	- 240 063 617	-103%
2	VAALCO Gabon SA	167 217 431	167 226 733	- 9 302	0%
3	Sino Gabon	17 819 433	17 819 434	- 1	0%
4	Perenco Oil and Gas Gabon	5 450 869	6 361 451	-910 582	-17%
	Subtotal	424 274 501	665 258 003	- 240 983 502	-57%
5	Assala Gabon S. A	384 156 634	Nc		
6	BW Energy	277 461 581	Nc		
7	Addax Petroleum Oil & Gas Gabon	83 951 419	Nc		
8	Petronas	52 715 658	Nc		
9	CNOOC	12 188 096	Nc		
10	TotaEnergies EP	15 897 491	Nc		
11	Gabon Oil Company (GOC)	6 603 584	Nc		
12	ENI Gabon	6 409 586	Nc		
13	Stream Oil	4 190 900	Nc		
14	Oil India	687 814	Nc		
15	Forafric	202 109	Nc		
16	Anadarko	155 275	Nc		
	<b>Total</b>	<b>1 268 894 648</b>			

Source : Déclaration de la DGH et les quatre (4) procès-verbaux de consolidation de la part de l'huile de l'Etat  
NC : non communiqué

Les coûts pétroliers rapportés par la DGH pour les permis détaillés ci-haut présentent un écart significatif de 57% par rapport aux données issues des procès-verbaux (PV) soumis.

Par ailleurs, les coûts pétroliers rapportés par les sociétés à travers leurs formulaires de déclaration tels que détaillés dans les annexes du présent rapport ont été aussi rapprochés avec ceux déclaré par la Direction Générales des Hydrocarbures. Les résultats du rapprochement en question est détaillé en Section 5.3 du présent rapport.

Etant donné l'absence des procès-verbaux pour les coûts pétroliers des douze (12) sociétés restantes ainsi que les écarts relevés entre les coûts pétroliers rapportés par la DGH avec ceux arrêté dans les PV, l'exhaustivité des coûts pétroliers rapportés par les sociétés n'est pas établis.

**b. Revue de la RMP effective avant imputation des coûts pétroliers récupérables à la production nette**

Ne constituant pas un coût pétrolier, la redevance minière proportionnelle est déduite de la production totale disponible pour déterminer la production nette qui constitut la base de déduction des coûts pétroliers récupérables.

La redevance minière proportionnelle due de l'année est déterminée par la multiplication du taux de la convention entre la société pétrolière et l'Etat par la production nette. Lorsque l'Etat opte pour la recevoir en espèce, celle-ci est valorisée sur la base du prix de cession officiel.

Le total de la redevance minière payée durant 2021 par les sociétés pétrolières, ayant une production, est estimé à 477 637 100 USD. Le taux effectif moyen de redevance minière perçue sur la production par l'Etat gabonais durant 2021 est de 9,3% tel que détaillé ci-dessous :



Tableau 10 : Taux effectif moyen de la Redevance Minière Proportionnelle de l'année 2021

N°	Société pétrolière	Production totale de l'opérateur en bbl	Production par Associé en bbl		Valeur production en USD (***) (a)	RMP due en USD (b)	Taux effectif de RMP (c)=(b)/(c)
			Associé	Quantité en bbl			
1	Perenco Oil and Gas Gabon	29 464 722	Quote-part Perenco	17 910 091	1 250 661 631	151 534 189	12,1%
			Quote-part Tullow	4 198 650	293 191 741	34 894 535	11,9%
			Quote-Part One-Dyas	779 378	54 423 966	6 430 659	11,8%
			Quote-part RGA	6 576 605	459 244 339	0	0,0%
2	TotalEnergies Ep Gabon	5 885 702	TotalEnergies Ep Gabon (****)	5 885 702	388 201 815	107 803 958	27,8%
3	Maurel & Prom Gabon S.A	7 090 256	Maurel & Prom Gabon S.A	7 090 256	497 505 304	55 808 881	11,2%
4	VAALCO Gabon SA	5 420 809	VAALCO Gabon SA (*****)	5 420 809	387 101 961	50 323 255	13,0%
5	Assala Gabon S. A	17 612 618	Quote-part Assala (**)	16 846 576	1 176 380 483	29 199 687	2,5%
			Quote-part Perenco	766 042	53 492 713	6 257 173	11,7%
6	Addax Petroleum Oil & Gas Gabon	3 167 109	Addax Petroleum Oil & Gas Gabon (**)	3 167 109	221 156 200	20 038 946	9,1%
7	Gabon Oil Company GOC	248 623	Gabon Oil Company GOC (**)	248 623	17 361 090	840 852	4,8%
8	BW Energy	4 130 300	BW Energy	4 130 300	294 143 513	12 667 578	4,3%
9	Sino Gabon	556 944	Sino Gabon	556 944	38 891 394	1 535 719	3,9%
10	Stream Oil	88 823	Stream Oil	88 823	6 033 383	301 669	5,0%
<b>Total</b>		<b>73 665 906</b>	<b>0</b>	<b>73 665 908</b>	<b>5 137 789 533</b>	<b>477 637 100</b>	<b>9,3%</b>

Source : La DGH

(\*) La RMP dû, constitue la charge annuelle dû sur la production de 2021 et qui n'est pas nécessairement payée courant 2021

(\*\*) Le taux de change moyen utilisé pour convertir la RMP 554,6 FCFA

(\*\*\*) Le PCO moyen pour la valorisation de la production est USD = 69,83

(\*\*\*\*) On retient la quantité de 5 885 702 bbl pour TotalEnergies Ep Gabon divulguée par la DGH, cette quantité est différente du formulaire de déclaration ajustée de la société présentant une quantité de 5 491 483 bbl.

(\*\*\*\*\*) On retient la quantité de 5 420 809 pour VAALCO Gabon SA qui présente la production fournie par le compteur fiscal (Meter), production fournie par le compteur fiscal, du formulaire de déclaration ajustée de la société présentant une quantité de (Ullage) production jaugée. 5 377 288 bbl.

(\*\*\*\*\*) On retient la quantité de 556 944 bbl pour Sino Gabon divulguée par la DGH, cette quantité est conforme au PV mais présente une différence par rapport au quantité initiale déclaré par la DGH dans le formulaire déclaration de 581 553 bbl.

Les taux effectifs de redevance minière par opérateur détaillé dans le tableau ci-haut n'ont pas pu être rapproché aux taux de redevance minière contractuelle due à la non-publication des contrats signés entre les opérateurs et l'Etat gabonais.

### c. Détermination de la production nette estimée de l'année 2021

La production nette correspond à la production totale disponible d'hydrocarbures diminuée de la part revenant à l'Etat au titre de la redevance minière proportionnelle. Lorsque l'Etat opte pour recevoir la redevance minière proportionnelle en espèce, celle-ci est valorisée sur la base du prix de cession officiel (PCO).

La production nette de l'année 2021 est estimée à 66 762 570 barils telle que détaillée ci-dessous :

Tableau 11 : Sommaire de détermination de la production nette estimée de l'année 2021

N°	Société pétrolière	Production en bbl (a)	RMP payé en USD (b) (*)	RMP dû en bbl (c)=(b)/ (PCO moyen) (**)	Production nette estimée en bbl (d)=(a)-(c)
1	Perenco Oil and Gas Gabon	29 464 722	192 859 383	2 781 947	26 682 775
2	TotalEnergies Ep Gabon	5 885 702	107 803 958	1 604 562	4 281 140
3	Maurel & Prom Gabon S.A	7 090 256	55 808 881	799 850	6 290 406
4	VAALCO Gabon SA	5 420 809	50 323 255	704 706	4 716 103
5	Assala Gabon S. A	17 612 618	35 456 860	508 166	17 104 452
6	Addax Petroleum Oil & Gas Gabon	3 167 109	20 038 946	287 197	2 879 912
7	Gabon Oil Company GOC	248 623	840 852	12 051	236 572
8	BW Energy	4 130 300	12 667 578	178 439	3 951 861
9	Sino Gabon	556 944	1 535 719	21 977	534 967
10	Stream Oil	88 823	301 669	4 441	84 382
	<b>Total</b>	<b>73 665 906</b>	<b>477 637 100</b>	<b>6 903 336</b>	<b>66 762 570</b>

(\*) Source : DGH

### d. Revue de la récupération des coûts pétroliers de l'année 2021

La production restante est la production nette diminuée des prélèvements d'hydrocarbures opérés par les opérateurs au titre de la récupération des coûts pétroliers.

Les opérateurs pétroliers ont en effet le droit à la récupération des coûts pétroliers qu'ils ont supportés à travers le prélèvement d'une partie de la production nette. Cependant, la récupération est plafonnée au taux contractuel de la production nette obtenue au cours de l'année.

Tableau 12 : Sommaire de coûts pétroliers récupérés de la production nette de l'année 2021

N°	Société pétrolière	Production nette en bbl (a) (*)	Coûts pétroliers récupérés selon les PV disponibles en USD (b) (**)	Coûts pétroliers récupérés en bbl (d)=(b)/PCO moyen (***) (e)	Production restante en bbl (f)=(a)-(d)
1	Perenco Oil and Gas Gabon	26 682 775	8 905 029	127 626	26 555 149
2	TotalEnergies Ep Gabon	4 281 140	NC	NC	NC
3	Maurel & Prom Gabon S.A	6 290 406	297 339 065	4 261 450	2 028 955
4	VAALCO Gabon SA	4 716 103	266 913 486	3 825 392	890 711
5	Assala Gabon S. A	17 104 452	NC	NC	NC
6	Addax Petroleum Oil & Gas Gabon	2 879 912	NC	NC	NC
7	Gabon Oil Company GOC	236 572	NC	NC	NC
8	BW Energy	3 951 861	NC	NC	NC
9	Sino Gabon	534 967	27 928 035	400 263	134 704
10	Stream Oil	84 382	NC	NC	NC
	<b>Total</b>	<b>66 762 570</b>	<b>601 085 615</b>	<b>8 614 732</b>	<b>NC</b>

(\*) Source : Section 5.2.2.c du présent rapport

(\*\*) Source : Section 5.2.2.a du présent rapport

(\*\*\*) Le prix de cession moyen utilisé est de 69,77 USD

(\*\*\*\*) NC : non communiqué

La Direction Générale des Hydrocarbures et les sociétés pétrolières ont divulgué dans leurs formulaires de déclaration des coûts pétroliers de l'année 2021 et non pas les coûts pétroliers récupérés qui ont été imputés à la production de l'année. En l'absence des soldes des comptes des coûts pétroliers au 1<sup>er</sup> janvier 2021 ainsi que les données sur les taux contractuels des plafonds de récupération, il n'est pas possible de revoir les coûts pétroliers récupérables qui incluent une quote-part des coûts pétroliers antérieurs n'ayant pas pu être récupérés durant les années précédentes.

**e. Revue du partage de production après déduction des coûts pétroliers de l'année 2021**

La production restante d'hydrocarbures, résultante de la déduction des coûts pétroliers récupérables de la production nette, est partagée entre l'Etat et les sociétés pétrolières en fonction de la méthode de partage de la production convenue dans le contrat.

En l'absence des volumes de productions restante tel que détaillé en Section 5.2.2.d du présent rapport, il n'a pas été possible de revoir la détermination de la part de l'huile de l'Etat.

Par ailleurs, il est à souligner que le taux global effectif moyen de la part de l'huile de l'Etat durant 2021 s'élève à 10,14% de la production nette tel que détaillé ci-dessous :

**Tableau 13 : Sommaire des taux effectifs moyens de la part de l'huile de l'Etat de l'année 2021**

N°	Société pétrolière	Production nette estimée en bbl (a)	Part de l'huile de l'Etat reçu en bbl (b)	Taux effectif de la part de l'Etat (c) = (b)/(a)
1	Perenco Oil and Gas Gabon	26 682 775	0 (**)	0,00%
2	TotalEnergies Ep Gabon	4 281 140	366 295 (**)	8,56%
3	Maurel & Prom Gabon S. A	6 290 406	1 149 595 (***)	18,28%
4	VAALCO Gabon SA	4 716 103	482 268 (**)	10,23%
5	Assala Gabon S. A	17 104 452	4 013 348 (**)	23,46%
6	Addax Petroleum Oil & Gas Gabon	2 879 912	0 (**)	0,00%
7	Gabon Oil Company (GOC)	236 572	90 538 (**)	38,27%
8	BW Energy	3 951 861	643 031 (**)	16,27%
9	Sino Gabon	534 967	21 977 (**)	4,11%
10	Stream Oil	84 382	3 375 (**)	4,00%
<b>Total</b>		<b>66 762 570</b>	<b>6 770 426</b>	<b>10,14%</b>

(\*) Source : Section 5.2.2.c du présent rapport

(\*\*) Source : formulaires de déclaration de la GOC et confirmation de la DGH

(\*\*\*) Source : Le PV indique la valeur de 1 002 591, par ailleurs selon la confirmation de la DGH, cette valeur a été ajusté ultérieurement à la suite d'un avenant avec la société.

En l'absence de données sur les taux contractuels de la part de l'Etat dans la production, il n'est pas possible de revoir la détermination de la part de l'Etat en 2021 par rapport à la production restante, ni d'analyser les taux effectifs moyens de la part de l'huile de l'Etat de l'année 2021 par rapports aux taux négociés.

### 5.3 Rapprochement des coûts pétroliers déclarés par les entités déclarantes

Les sociétés pétrolières retenue dans le périmètre de réconciliation ont été demandées de rapporter les coûts pétroliers qu'elles ont encourus ainsi que la Direction Générale des Hydrocarbures en tant que représentant de l'Etat et garant de la part de l'huile de l'Etat en tant que puissance publique après soustraction desdits coûts.

Le rapprochement des coûts pétroliers rapportés par la Direction Générale des Hydrocarbures avec ceux rapportés par les sociétés fait ressortir les différences suivantes :

**Tableau 14 : Réconciliation des coûts pétroliers par opérateur**

En USD

N°	Opérateurs	DGH (*)	Société (**)	Différence	%
1	Assala Gabon S. A	384 156 634	474 867 710	-90 711 076	-24%
2	Maurel & Prom Gabon S.A	233 786 768	1 254 851	232 531 917	99%
3	VAALCO Gabon SA	167 217 431	167 257 810	-40 379	0%
4	Addax Petroleum Oil & Gas Gabon	83 951 419	83 951 417	2	0%
5	TotalEnergies EP	15 897 491	15 718 105	179 386	1%
6	Gabon Oil Company	6 603 584	6 028 472	575 112	9%
7	Perenco Oil & Gas Gabon	5 450 869	10 115 740	-4 664 871	-86%
<b>Sous-total coûts pétroliers déclarés par le gouvernement et les sociétés</b>		<b>897 064 196</b>	<b>759 194 105</b>	<b>137 870 091</b>	<b>15%</b>
8	BW Energy	277 461 581			
9	Petronas	52 715 658			
10	Sino Gabon	17 819 433			
11	CNOOC	12 188 096			
12	ENI Gabon	6 409 586			
13	Stream Oil	4 190 900			
14	Oil India	687 814			
15	Forafric	202 109			
16	Anadarko	155 275			
<b>Sous-total coûts pétroliers unilatéralement déclarés par le gouvernement</b>		<b>376 117 081</b>			
<b>Total</b>		<b>1 268 894 648</b>			

Source :

(\*) Direction Générale Des Hydrocarbures

(\*\*) Formulaire de déclaration des compagnies

Selon les données divulguées par la DGH sur les coûts pétroliers, deux natures des coûts ont été identifiées à savoir les CAPEX et les OPEX.

### 5.3.1 Rapprochement des dépenses de développement (CAPEX)

Les dépenses engagées par un opérateur pour acquérir, trouver et développer des réserves sont appelées dépenses de développement en anglais « *Capital Expenditure* » (CAPEX)<sup>20</sup>. Les coûts d'investissement sont généralement appelés coûts de développement, le terme « coûts de développement » est plus généralement associé à la classification des coûts dans les CEPP. En revanche, les dépenses d'investissement ou « CAPEX » sont plus souvent associées à la comptabilisation de l'économie des projets. Les dépenses de développement en amont sont divisées en quatre catégories principales :

- les coûts des propriétés prouvées pour l'acquisition de propriétés avec des réserves prouvées ;
- les coûts des biens non prouvés liés à l'acquisition de terrains et de baux ;
- les coûts d'exploration, communément appelés coûts de découverte, liés à l'identification et à la validation d'un site potentiel susceptible de contenir des réserves de pétrole et de gaz. Ils comprennent les coûts géologiques et géophysiques ainsi que les coûts de forage des puits d'exploration ; et
- les coûts de développement, qui sont les coûts d'accès aux réserves prouvées. Ils comprennent les coûts de forage des puits de développement et l'installation des équipements de surface nécessaires à la production.

Les coûts de découverte et de développement d'un opérateur, sont une mesure importante de l'efficacité de l'investissement et sont examinés plus en détail ultérieurement.

<sup>20</sup> <https://ektinteractive.com/production/upstream-oil-and-gas-production-performance-metrics/>

Les dépenses de développement peuvent varier considérablement d'une année à l'autre. Les dépenses peuvent être influencées par les prix du pétrole et du gaz, l'évolution de l'offre et de la demande et l'émergence de nouvelles technologies, comme le succès des zones de pétrole et de gaz de schiste aux États-Unis.

Le rapprochement des données sur les dépenses de développement déclarés par les sociétés pétrolières retenues dans le périmètre de réconciliation avec les données déclarées par la DGH, se présente comme suit :

**Tableau 15 : Réconciliation des dépenses de développement (CAPEX) par opérateur**

*En USD*

N°	Opérateurs	DGH (*)	Société (**)	Différence	%
1	Assala Gabon S. A	102 267 136	150 110 970	-47 843 834	-47%
2	Maurel & Prom Gabon S.A	53 139 415	0	53 139 415	100%
3	VAALCO Gabon SA	18 697 262	18 697 261	1	0%
4	Addax Petroleum Oil & Gas Gabon	11 369 102	11 369 102	0	0%
5	TotaEnergies EP	1 636 992	1 636 993	-1	0%
6	Gabon Oil Company (GOC)	393 214	393 214	0	0%
7	Perenco Oil and Gas Gabon	3 454 986	2 464 355	990 631	29%
<b>Sous-total coûts pétroliers déclarés par le gouvernement et les sociétés</b>		<b>190 958 107</b>	<b>184 671 895</b>	<b>6 286 212</b>	<b>3%</b>
8	BW Energy	104 657 926			
9	Petronas	27 386 712			
10	Sino Gabon	259 118			
11	CNOOC	9 676 534			
12	ENI Gabon	4 167 151			
13	Stream Oil	934 067			
14	Oil India	100 606			
15	Forafric	-			
16	Anadarko	-			
<b>Sous-total coûts pétroliers unilatéralement déclarés par le gouvernement</b>		<b>147 182 114</b>			
<b>Total</b>		<b>338 140 221</b>			

Source :

(\*) Direction Générale Des Hydrocarbures

(\*\*) Formulaire de déclaration des compagnies

La différence de 6 millions USD provient essentiellement des déclarations suivantes :

- la déclaration de Maurel & Prom Gabon S.A enregistrant une différence de 53 millions USD qui provient du fait que la société n'ait pas déclaré les coûts de développement tels que détaillés en Annexe 5 du présent rapport ;
- la déclaration de la société Assala Gabon S. A est supérieure de 48 millions USD à celle de la DGH.. Cependant, en l'absence du détail des dépenses de la part de la Direction Générales des Hydrocarbures, il n'est pas possible de déterminer les dépenses spécifiques à l'origine de cet écart ; et
- la déclaration de Perenco Oil & Gas Gabon ayant une différence de 1 million USD qui provient de la soumission tardive d'une déclaration de la part de la DGH pour cette société ce qui n'a pas permis la réconciliation de l'écart.

Etant donnée les écarts compensés significatifs ci-haut mentionnés, nous ne pouvons pas nous prononcer sur l'exhaustivité des coûts pétroliers (CAPEX) déclarés.

### 5.3.2 Réconciliation des coûts d'exploitation (OPEX)

Les dépenses d'exploitation, appelées OPEX, sont engagées par un opérateur dans le cadre de ses activités quotidiennes. Ils présentent les paiements de toute nature liés à l'étude, la conduite et l'exécution des travaux se rapportant directement ou indirectement à l'exploitation et à l'entretien des installations de production, de traitement, de stockage et de transport des Hydrocarbures.

Le rapprochement des données sur les dépenses d'exploitation déclarés par les sociétés pétrolières retenues dans le périmètre de réconciliation avec les données déclarées par la DGH, se présente comme suit :

Tableau 16 : Réconciliation des coûts d'exploitation (OPEX) par opérateur

*En USD*

N°	Opérateurs	DGH	Société	Différence	%
1	Assala Gabon S. A	281 889 498	324 756 740	-42 867 242	-15%
2	Maurel & Prom Gabon S.A	180 647 353	1 254 851	179 392 502	99%
3	VAALCO Gabon SA	148 520 169	148 560 549	-40 380	0%
4	Addax Petroleum Oil & Gas Gabon	72 582 317	72 582 315	2	0%
5	TotaEnergies EP	14 260 499	14 081 112	179 387	1%
6	Gabon Oil Company (GOC)	6 210 370	5 635 258	575 112	9%
7	Perenco Oil and Gas Gabon	1 995 883	7 651 385	-5 655 502	-283%
	<b>Total</b>	<b>706 106 089</b>	<b>574 522 209</b>	<b>131 583 879</b>	<b>19%</b>
8	BW Energy	172 803 655			
9	Petronas	25 328 946			
10	Sino Gabon	17 560 315			
11	CNOOC	2 511 562			
12	ENI Gabon	2 242 435			
13	Stream Oil	3 256 833			
14	Oil India	587 208			
15	Forafric	202 109			
16	Anadarko	155 275			
	<b>Total</b>	<b>224 648 338</b>			
	<b>Total</b>	<b>930 754 427</b>			

Source :

(\*) Direction Générale Des Hydrocarbures

(\*\*) Formulaire de déclaration des compagnies

La différence de 131 millions USD provient essentiellement de l'effet compensé des déclarations suivantes :

- la déclaration de Maurel & Prom Gabon S.A ayant une différence de 179 millions USD qui provient du fait que la société n'ait pas déclaré exhaustivement les coûts des opérations tels que détaillés en Annexe 5 du présent rapport ; et
- la déclaration d'Assala Gabon S. A ayant un excès de 43 millions USD qui proviennent du fait que la société ait classifié en coûts d'exploitation des dépenses en excès de celles de la DGH. Cependant, en l'absence du détail des dépenses de la part de la Direction Générales des Hydrocarbures, il n'est pas possible de déterminer les dépenses spécifiques à l'origine de ces écarts ; et
- la déclaration de Perenco Oil & Gas Gabon ayant une différence de 6 millions USD qui provient principalement du fait que la société ait déclaré les coûts de développement liés aux permis sous CEPP tels que détaillés en Annexe 1 du présent rapport.

Etant donnée les écarts significatifs détaillés ci-haut, nous ne pouvons pas nous prononcer sur l'exhaustivité des coûts pétroliers (OPEX) déclarés.

## 5.4 Revue analytique de la corrélation des coûts pétroliers d'exploitation (OPEX) à la production des hydrocarbures au Gabon en 2021

Sur la base des données déclarées par la Direction Générale des Hydrocarbures, la production de pétrole a atteint 73 665 906 bbl en 2021 (5 144 090 210 USD en valeur) et un total de coût pétroliers d'exploitations de 899 726 892 USD. Le détail par opérateur pour l'année 2021 est présentée dans le tableau suivant :

Tableau 17 : Production des hydrocarbures liquides par opérateur en 2021

N°	Société	Production en bbl (*)	Valeur Production USD	OPEX USD
1	Perenco Oil and Gas Gabon	29 464 722	2 057 521 537	1 995 883
2	TotalEnergies Ep Gabon	5 885 702	410 998 571	14 260 499
3	Maurel & Prom Gabon S.A	7 090 256	495 112 576	180 647 353
4	VAALCO Gabon SA	5 420 809	378 535 092	148 520 169
5	Assala Gabon S. A	17 612 618	1 229 889 115	281 889 498
6	Addax Petroleum Oil & Gas Gabon	3 167 109	221 159 221	72 582 317
7	Gabon Oil Company GOC	248 623	17 361 344	6 210 370
8	BW Energy	4 130 300	288 418 849	172 803 655
9	Sino Gabon	556 944	38 891 394	17 560 315
10	Stream Oil	88 823	6 202 510	3 256 833
		<b>73 665 906</b>	<b>5 144 090 210</b>	<b>899 726 892</b>

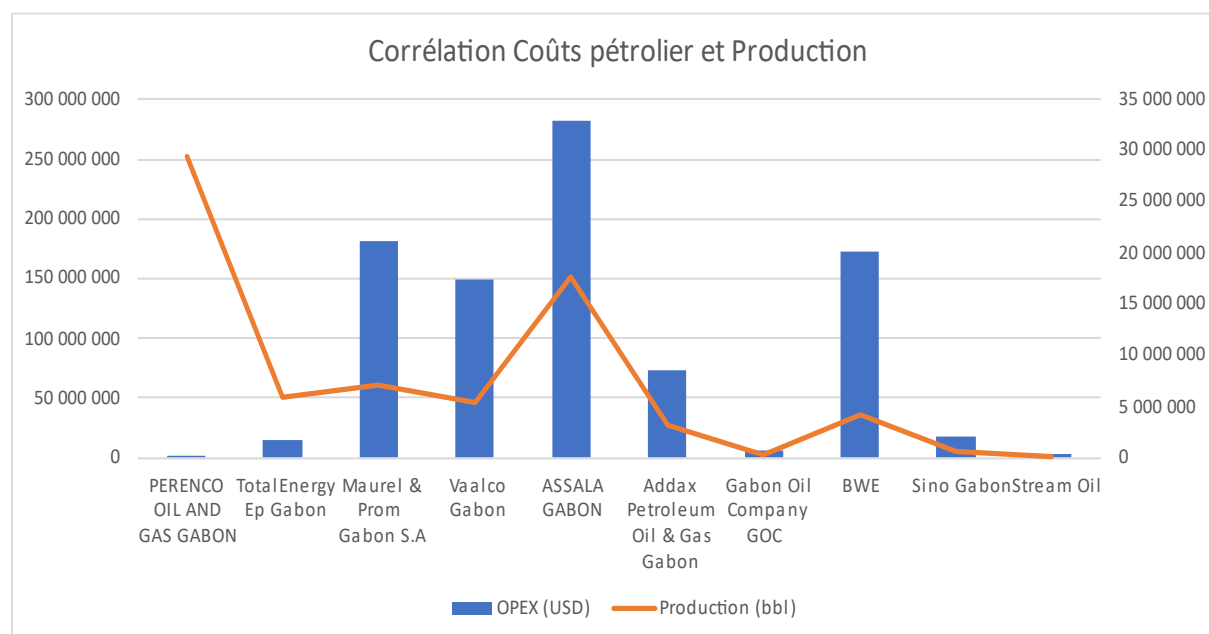
Source :

(\*) Voir Section 5.2.2 b pour la production.

(\*\*) La quantité a été valorisé au prix du Panier Brut Gabonais annuel moyen de 69,83 USD et pour le cours de change annuel moyen de 554,557 tel que communiqué par la DGH.

L'analyse de la corrélation des coûts pétroliers à la production des sociétés pétrolières peut se présenter comme suit :

Figure 7: Corrélation coûts pétroliers d'exploitation (OPEX) à la production de 2021 par opérateur



Source : Direction Générale Des Hydrocarbures

Les coûts d'exploitation sont généralement corrélés au niveau de la production sauf exceptions. Les tendances présentées dans la figure ci-dessus fait ressortir certaines corrélations inversées dont notamment :

- BW Energy présente des coûts pétroliers d'exploitation supérieurs de 16% à ceux de VAALCO Gabon SA malgré une production moindre de 24% ;
- la société Sino Gabon présente des coûts pétroliers d'exploitation supérieurs de 23% à ceux de TotalEnergies EP Gabon malgré une production moindre de 90%.

De ce fait, une analyse de l'évolution de la production et des coûts pétroliers par projet ainsi que sur une période qui s'étale sur toute la vie dudit projet serait appropriée pour déterminer le caractère structurel ou conjoncturel de ces tendances.

Par ailleurs, les raisons de ces tendances inversées peuvent être multiples car les coûts pétroliers par production varient selon plusieurs facteurs dont notamment :

- la nature géologique complexe du gisement de pétrole de manière à affecter les coûts d'exploration, d'extraction et de production. En effet, les gisements en eaux profondes ou dans des zones éloignées peuvent entraîner des coûts plus élevés ;
- la non-utilisation des technologies modernes, telles que la sismique 3D, la modélisation géologique et les outils de simulation, peut augmenter les coûts pétroliers par rapport à la production ; et
- les puits en eaux profondes nécessitent des équipements spécifiques et des opérations plus complexes, de nature à augmenter les coûts d'extraction.

Ces tendances inverses devraient être documenté par la Direction Générale des Hydrocarbure et faire l'objet de rationalisation et de demandes de clarification éventuelles auprès des opérateurs en question.

## 5.5 Analyse comparative des taux des coûts pétroliers par baril

Le taux moyen global des coûts pétroliers par baril d'huile produit durant l'année 2021 s'élève à 26,95 USD tel que détaillé ci-dessous :

**Tableau 18 : Moyenne des coûts pétroliers annuels par baril produit en 2021**

N°	Opérateurs	Production (bbl)	CAPEX/bbl produit (USD)	OPEX/bbl produit (USD)	Coûts Pétroliers/bbl produit (USD)
1	Perenco Oil and Gas Gabon (a)	29 464 722	0,12	0,07	0,18
2	TotalEnergies Ep Gabon	5 885 702	0,28	2,42	2,70
3	Maurel & Prom Gabon S.A	7 090 256	7,49	25,48	32,97
4	VAALCO Gabon SA	5 420 809	3,45	27,40	30,85
5	Assala Gabon S. A	17 612 618	5,81	16,00	21,81
6	Addax Petroleum Oil & Gas Gabon	3 167 109	3,59	22,92	26,51
7	Gabon Oil Company GOC	248 623	1,58	24,98	26,56
8	BW Energy	4 130 300	25,34	41,84	67,18
9	Sino Gabon	556 944	0,47	31,53	32,00
10	Stream Oil	88 823	10,52	36,67	47,18
Total déclarés pour les opérateurs ayant une production (b)		73 665 906	4,06	12,20	16,24
Total déclarés pour les opérateurs avec permis sous CEPP en production(*)		44 201 184	6,64	20,31	26,95
Production (c) = (b) – (a)					

Source : Direction Générale Des Hydrocarbures

(\*) Hors production de Perenco Oil & Gas Gabon qui est sous les permis en convention

Les taux moyens des coûts pétroliers par baril d'huile produit varient significativement d'une société à l'autre. On observe principalement :

- BW Energy possède le taux des coûts pétroliers par baril produit le plus élevé de 67,18 USD du fait que la société engage la majorité de ses dépenses en développement. En effet, la société vient d'entrer en exploitation en avril 2023 à travers son second champ Dussafu qui était en développement ;
- les taux moyens des coûts pétroliers par baril produit pour la plupart des sociétés à savoir, Assala Gabon S. A, VAALCO Gabon SA, Maurel & Prom Gabon S.A, Addax Petroleum Oil & Gas Gabon, Gabon Oil Company et Sino Gabon varient de plus ou moins 0 USD à 6 USD du taux global moyen de 26..95 USD ; et
- TotalEnergies Ep Gabon montre un taux des coûts pétroliers par baril produit assez bas 2,7 USD. La majeure partie des coûts engagés par TotalEnergies Ep Gabon sont en dépenses d'exploitation dont le taux par baril



produit de 2,4. Cela pourrait traduire une efficacité dans l'utilisation des ressources ainsi qu'un taux de rendement des puits en maturité assez élevé.

- Perenco Oil & Gas Gabon possède le taux de coûts pétroliers par baril produit le plus bas de 0,18 USD du fait que la production de société émane des permis qui sont en convention d'exploitation et non pas du permis sous CEPP.

### 5.5.1 Analyse comparative des dépenses de développement des projets gabonais

L'analyse des dépenses de développement permet de comparer les projets sur la base de deux (2) principaux paramètres ; les coûts de développement par baril de réserves récupérables et les coûts de développement par production quotidienne maximale.

Les coûts de découverte et de développement sont utilisés pour estimer les coûts d'une entreprise pour trouver et développer de nouvelles réserves.

Cette mesure est présentée sous forme de ratio par baril d'équivalent pétrole (BEP)<sup>21</sup>. Les variations des réserves de gaz naturel sont converties en "barils d'équivalent pétrole" à raison de 6 Mpi<sup>3</sup> pour un baril de pétrole. Le Mpi<sup>3</sup> ou million de pieds cubes est la mesure standard de la production de gaz naturel dans le monde. Pour un exploitant qui produit principalement du gaz, la production peut être déclarée en équivalent MCF, ou MCFE, en utilisant le même facteur de conversion. Bien que les méthodes puissent varier, un calcul commun inclut les coûts des biens non prouvés, les coûts d'exploration et les coûts de développement dans le numérateur.

Les modifications des réserves résultant des extensions et des découvertes, de l'amélioration de la récupération et des révisions sont utilisées pour le dénominateur BEP.

#### a. Types des réserves

Les réserves de pétrole avérées du pays sont réputées être classées sixième du monde et sont estimées à [3,68 milliards de barils](#). Le potentiel de cette industrie est encore largement inexploité, avec une production journalière estimée à 0,2 million de barils.

La Direction Générale des Hydrocarbures a déclaré des réserves totales de 3 088 893 001 bbl en 2021. Cependant, elle n'a pas été en mesure de nous communiquer des données désagrégées par opérateur ou par permis/champs sur les réserves pétrolières gabonaise.

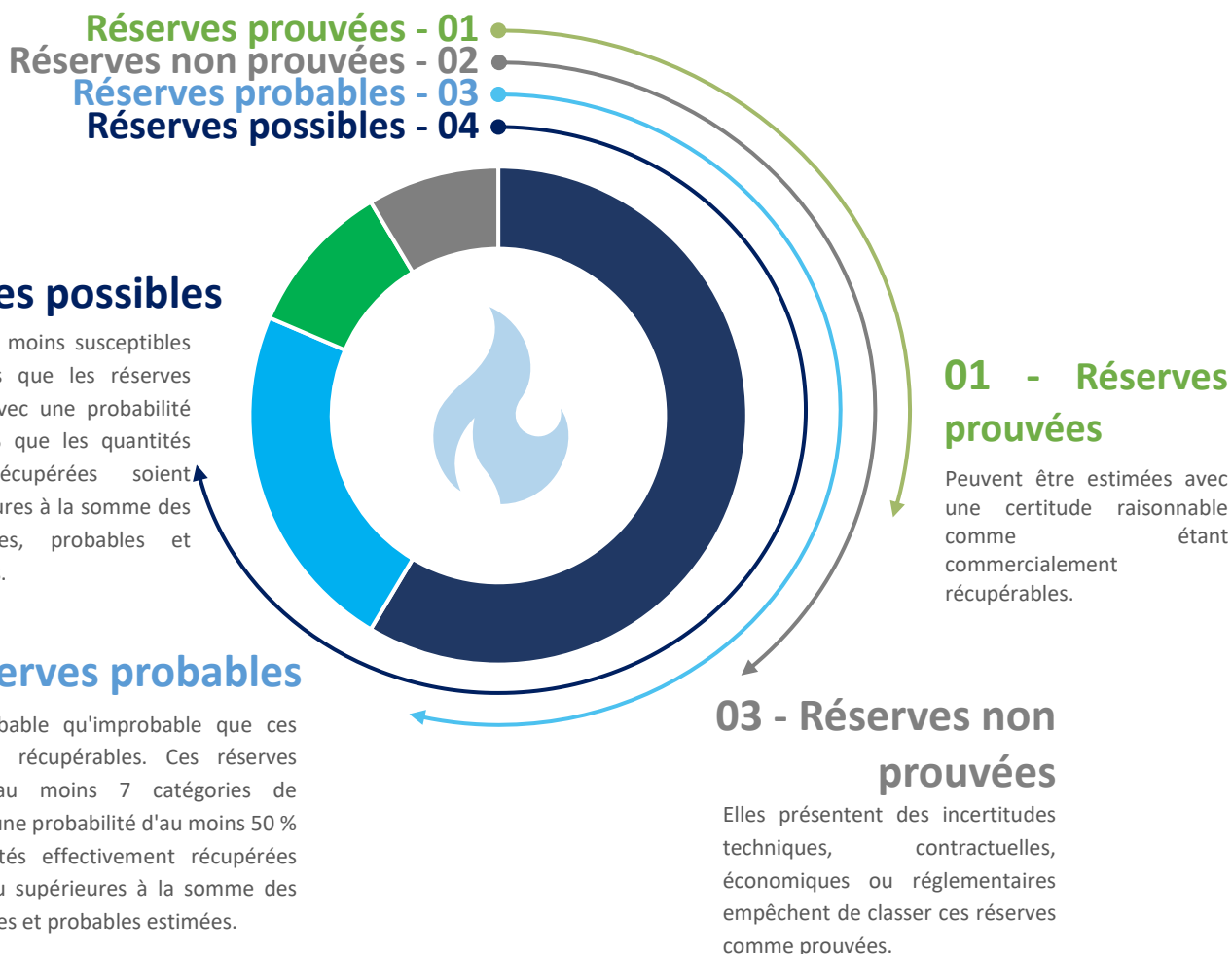
Par ailleurs, les réserves peuvent être [définies](#) comme les quantités de pétrole que l'on prévoit de récupérer commercialement à partir d'accumulations connues à partir d'une date donnée. Toutes les estimations de réserves comportent un certain degré d'incertitude. L'incertitude dépend principalement de la quantité de données géologiques et techniques fiables disponibles au moment de l'estimation et de l'interprétation de ces données. Le degré relatif d'incertitude peut être exprimé en classant les réserves dans l'une des catégories principales, soit prouvées, soit non prouvées, soit probables, soit possibles.<sup>22</sup>

---

<sup>21</sup> BOE en anglais

<sup>22</sup> Conseil d'administration de la Society of Petroleum Engineers (SPE) Inc. et le Conseil exécutif du Conseil mondial du pétrole (CMP)

Figure 8: Classification des types de réserves



**Réserves prouvées**

En se référant à la [SPE](#), les réserves prouvées sont les quantités de pétrole qui, après analyse des données géologiques et techniques, peuvent être estimées avec une certitude raisonnable comme étant commercialement récupérables, à partir d'une date donnée, à partir de réservoirs connus et dans les conditions économiques, les méthodes d'exploitation et les réglementations gouvernementales actuelles. Les réserves prouvées peuvent être classées comme développées ou non développées.

Si des méthodes déterministes sont utilisées, le terme "certitude raisonnable" vise à exprimer un degré élevé de confiance dans la récupération des quantités. Si des méthodes probabilistes sont utilisées, il doit y avoir une probabilité d'au moins 90 % que les quantités effectivement récupérées soient égales ou supérieures à l'estimation.

La zone du réservoir considérée comme prouvée comprend (1) la zone délimitée par le forage et définie par les contacts fluides, le cas échéant, et (2) les parties non forées du réservoir qui peuvent raisonnablement être considérées comme commercialement productives sur la base des données géologiques et techniques disponibles. En l'absence de données sur les contacts fluides, la plus faible occurrence connue d'hydrocarbures détermine la limite prouvée, sauf indication contraire fournie par des données géologiques, techniques ou de performance définitive.

Les réserves peuvent être classées comme prouvées si les installations de traitement et de transport de ces réserves vers le marché sont opérationnelles au moment de l'estimation ou si l'on peut raisonnablement s'attendre à ce que ces installations soient installées. Les réserves situées dans des sites non développés peuvent être classées comme prouvées non développées si (1) les sites sont des compensations directes à des puits qui ont indiqué une production commerciale dans la formation objective, (2) il est raisonnablement certain que ces sites se trouvent dans les limites productives prouvées connues de la formation objective, (3) les sites sont conformes aux réglementations existantes en matière d'espacement des puits, le cas échéant, et (4) il est raisonnablement certain

que les sites seront développés. Les réserves provenant d'autres emplacements sont classées comme prouvées non développées uniquement lorsque les interprétations des données géologiques et techniques des puits indiquent avec une certitude raisonnable que la formation objective est latéralement continue et contient du pétrole commercialement récupérable à des emplacements situés au-delà des limites directes.

Les réserves qui doivent être produites par l'application de méthodes de récupération améliorées sont incluses dans la classification des réserves prouvées lorsque (1) des essais réussis dans le cadre d'un projet pilote ou une réponse favorable d'un programme installé dans le même réservoir ou dans un réservoir analogue avec des propriétés de roches et de fluides similaires étayent l'analyse sur laquelle le projet était basé, et (2) qu'il est raisonnablement certain que le projet sera mis en œuvre. Les réserves à récupérer par des méthodes de récupération améliorées qui n'ont pas encore fait l'objet d'applications commerciales réussies ne sont incluses dans la classification des réserves prouvées que (1) après une réponse favorable de la production du réservoir concerné, soit (a) dans le cadre d'un projet pilote représentatif, soit (b) dans le cadre d'un programme installé, lorsque la réponse étaye l'analyse sur laquelle le projet est fondé et (2) lorsqu'il est raisonnablement certain que le projet sera mis en œuvre.

### **Réserves non prouvées**

En se référant encore à la [SPE](#), les réserves non prouvées sont basées sur des données géologiques et/ou techniques similaires à celles utilisées dans les estimations des réserves prouvées, mais des incertitudes techniques, contractuelles, économiques ou réglementaires empêchent de classer ces réserves comme prouvées.

Les réserves non prouvées peuvent être estimées en supposant des conditions économiques futures différentes de celles qui prévalent au moment de l'estimation. L'effet d'éventuelles améliorations futures des conditions économiques et des développements technologiques peut être exprimé en attribuant des quantités appropriées de réserves aux classifications probables et possibles.

### **Réserves probables**

D'après la [SPE](#), les réserves probables sont les réserves non prouvées dont l'analyse des données géologiques et techniques suggère qu'il est plus probable qu'improbable qu'elles soient récupérables. Dans ce contexte, lorsque des méthodes probabilistes sont utilisées, il devrait y avoir une probabilité d'au moins 50 % que les quantités effectivement récupérées soient égales ou supérieures à la somme des réserves prouvées et probables estimées.

En général, les réserves probables peuvent comprendre (1) les réserves que l'on prévoit de prouver par un forage progressif normal lorsque le contrôle du sous-sol ne permet pas de classer ces réserves comme prouvées, (2) les réserves dans des formations qui semblent productives d'après les caractéristiques des registres de puits, mais qui manquent de données sur les carottes ou d'essais définitifs et qui ne sont pas analogues aux réservoirs productifs ou prouvés de la région, (3) les réserves supplémentaires attribuables à des forages intercalaires qui auraient pu être classées comme prouvées si un espacement statutaire plus étroit avait été approuvé au moment de l'estimation, (4) les réserves attribuables à des méthodes de récupération améliorées qui ont été établies par des applications commerciales répétées et réussies lorsque a) un projet ou un pilote est planifié mais n'est pas en cours d'exploitation et b) les caractéristiques de la roche, du fluide et du réservoir semblent favorables à la production, b) les caractéristiques de la roche, du fluide et du réservoir semblent favorables à une application commerciale, (5) les réserves situées dans une zone de la formation qui semble être séparée de la zone prouvée par une faille et que l'interprétation géologique indique que la zone concernée est structurellement plus élevée que la zone prouvée, (6) les réserves attribuables à des travaux futurs de reconditionnement, traitement, retraitement, changement d'équipement, etc., (7) les réserves supplémentaires dans les réservoirs prouvés lorsqu'une autre interprétation des données de performance ou des données volumétriques indique qu'il y a plus de réserves que celles qui peuvent être classées comme prouvées.

### **Réserves possibles**

Les réserves possibles sont les réserves non prouvées dont l'analyse des données géologiques et techniques suggère qu'elles sont moins susceptibles d'être récupérées que les réserves probables. Dans ce contexte, lorsque des méthodes probabilistes sont utilisées, il devrait y avoir une probabilité d'au moins 10 % que les quantités effectivement récupérées soient égales ou supérieures à la somme des réserves prouvées, probables et possibles estimées.

En général, les réserves possibles peuvent inclure (1) des réserves qui, sur la base d'interprétations géologiques, pourraient exister au-delà des zones classées comme probables, (2) des réserves dans des formations qui semblent contenir du pétrole sur la base d'analyses de diagraphies et de carottes, mais qui peuvent ne pas être productives à des taux commerciaux, (3) des réserves supplémentaires attribuées à des forages intercalaires qui sont sujettes à une incertitude technique, (4) les réserves attribuées à des méthodes de récupération améliorées lorsque a) un projet ou un pilote est prévu mais n'est pas en cours d'exploitation et que b) les caractéristiques de la roche, du fluide et du réservoir sont telles qu'il existe un doute raisonnable quant à la commercialisation du projet, et 5) les réserves dans une zone de la formation qui semble être séparée de la zone prouvée par des failles et que l'interprétation géologique indique que la zone concernée est structurellement plus basse que la zone prouvée.

**b. Les coûts de développement par baril de réserves récupérables**

L'analyse des coûts de développement présente des limitations. En effet, sur les deux données nécessaires pour effectuer cette analyse, on note ce qui suit :

- les dépenses de développement ; nous avons effectué une demande auprès de la DGH ainsi que des sociétés pétrolières sélectionnées dans le périmètre de réconciliation pour 2021. Les données communiquées ont été détaillées par champs pour les sociétés et par permis pour la DGH.
- les réserves récupérables ; nous avons effectués une demande auprès de la DGH pour les statistiques sur les réserves du pétrole et du gaz. Cette dernière a communiqué la valeur totale des réserves non désagrégées par opérateur ou par permis, comme suit :

**Tableau 19 : Réserves de pétrole but du Gabon**

Année	Réserves (bbi)
2005	3 958 904 561
2006	3 909 376 569
2007	3 849 591 379
2008	3 764 738 686
2009	3 895 440 857
2010	3 858 656 370
2011	3 833 410 229
2012	3 744 765 048
2013	3 660 500 843
2014	3 600 000 000
2015	3 559 071 831
2016	3 479 233 190
2017	3 398 272 530
2018	3 318 931 053
2019	3 240 779 727
2020	3 162 189 100
2021	3 088 893001

Source : Direction Générale Des Hydrocarbures

Sur la base d'une [étude](#) comparant les dépenses de développement par baril de réserves pour 48 projets offshore mis en service entre 2000 et 2020 au Gabon, au Congo, en Angola, en Guinée équatoriale, au Ghana et au Nigeria, il s'avère la moyenne des dépenses de développement par baril au Gabon de 7 USD soit plus élevée que les moyennes des pays de la région pour les eaux peu profondes<sup>23</sup> comme présenté dans le tableau 20 ci-bas. Une analyse substantive n'a pas pu être accomplie du fait de l'absence de données désagrégés des réserves au Gabon.

**Tableau 20 : Dépenses de développement par baril de réserves récupérables en 2021**

Pays	Eaux peu profondes \$/BOE
Ghana	-
Congo	6,9
Angola	-
Nigeria	6,6
<b>Gabon</b>	<b>7,5</b>
Guinée équatoriale	4,1

Source : « [Comprendre les revenus et les ventes pétrolières de l'État en République du Congo grâce à la modélisation financière](#) », Décembre 2021. (Page 91)

### c. [Les coûts de développement par production quotidienne](#)

Similairement aux coûts de développement par baril de réserves récupérables, on note l'absence de données par projet pour les dépenses de développement ainsi que l'information sur la production quotidienne maximale pour analyser les coûts de développement par rapport à la capacité de production quotidienne maximale.

Selon les données collectées<sup>24</sup>, les dépenses de développement par baril en fonction de la capacité de production quotidienne maximale<sup>25</sup>, par pays, ventilés par profondeur sont présentés dans le tableau ci-dessous :

**Tableau 21 : Coûts d'investissement par baril en fonction de la capacité de production quotidienne maximale, par moyenne nationale (2005-2020)**

Pays	Eaux peu profondes 1000'\$/BOED	Eaux profondes 1000'\$/ BOED
Ghana	-	47,3
Congo	44,2	39,8
Angola	14,3	34,0
Nigeria	12,4	27,4
Guinée équatoriale	20,4	17,6
<b>Gabon</b>	<b>12,5</b>	-

Source : « [Comprendre les revenus et les ventes pétrolières de l'État en République du Congo grâce à la modélisation financière](#) », Décembre 2021. (Page 93)

Les dépenses de développement par production quotidienne maximale pour les projets gabonais qui sont de 12.5 mille USD/BOED sont les moins élevés par rapport aux coûts des projet de la région pour les eaux peu profondes durant la période de 2005 à 2020.

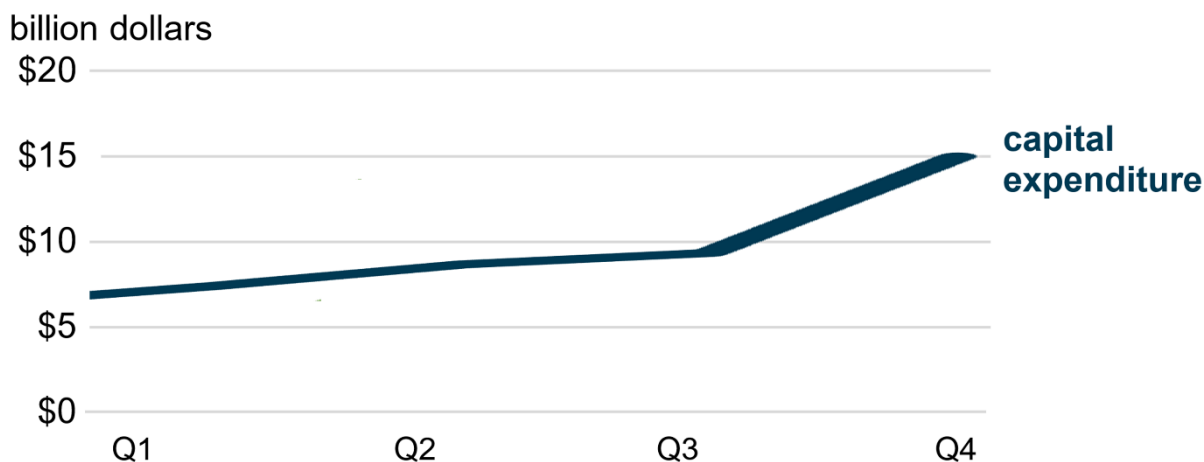
Par ailleurs, sur la base des rapports financiers compilés par l'[U.S. Energy Information Administration \(EIA\)](#) de la part de 42 compagnies pétrolières américaines, les dépenses d'investissement ont atteint 15 milliards de dollars américains durant le quatrième trimestre 2021 tel que détaillé ci-après.

<sup>23</sup> Eaux peu profondes (< 300m de profondeur d'eau) ; Eaux profondes (>300m)

<sup>24</sup> « [Comprendre les revenus et les ventes pétrolières de l'État en République du Congo grâce à la modélisation financière](#) », Décembre 2021. (Page 93)

<sup>25</sup> En anglais Barrels of Oil Equivalent per Day « BOED »

**Figure 9 : Eléments de l'état de flux de trésorerie mensuel de 42 compagnies américaines (2021) – Dépenses de développement (CAPEX)**



Source: [U.S. Energy Information Administration \(EIA\). Evaluate Energy](#)

Durant le quatrième trimestre 2021, ces 42 sociétés ont produit collectivement 3,8 millions de barils de pétrole brut par jour aux États-Unis. La moyenne des dépenses de développements par la production quotidienne de ces compagnies américaines sont donc estimées à 3,95 mille USD/BOED durant 2021.

La moyenne nationale des dépenses de développements par production quotidienne au Gabon de 4,30 mille USD/BOED durant 2021 tel que déterminé ci-bas. Le coût moyen au Gabon est ainsi légèrement supérieure de 8,7% à la moyenne de 3,95 mille USD/BOED pour les compagnies américaines.

En effet, la moyenne nationale des dépenses de développements par production quotidienne au Gabon sont estimées à 4.30 mille USD/BOED durant 2021 comme présenté ci-dessous :

**Tableau 22 : Dépenses de développement par baril en fonction de la production quotidienne au Gabon (2021)**

N°	Opérateurs	Direction Générale des Hydrocarbures		Estimations calculées	
		Dépenses de développement en USD	Production annuelle totale (bbl)	Production quotidienne moyenne (bbl)	Dépenses de développement par production quotidienne moyenne (1000*\$/bbl)
1	Perenco Oil and Gas Gabon	1 995 883	29 464 722	80 725	0,02
2	TotalEnergies Ep Gabon	14 260 499	5 885 702	16 125	0,88
3	Maurel & Prom Gabon S.A	180 647 353	7 090 256	19 425	9,30
4	VAALCO Gabon SA	148 520 169	5 420 809	14 852	10,00
5	Assala Gabon S. A	281 889 498	17 612 618	48 254	5,84
6	Addax Petroleum Oil & Gas Gabon	72 582 317	3 167 109	8 677	8,36
7	Gabon Oil Company GOC	6 210 370	248 623	681	9,12
8	BW Energy	172 803 655	4 130 300	11 316	15,27
9	Sino Gabon	17 560 315	556 944	1 526	11,51
10	Stream Oil	3 256 833	88 823	243	13,38
<b>Total déclarés pour les opérateurs ayant une production</b>		<b>899 726 892</b>	<b>73 665 906</b>	<b>201 824</b>	<b>4,46</b>

Source : Données primaires déclarées par la Direction Générales des Hydrocarbures

Le tableau 22 ci-dessus démontre que :

- BW Energy présente le ratio le plus élevé de 15,27 mille USD/BOED qui représente 3.6 fois la moyenne nationale. Ce taux élevé peut être la résultante d'un investissement lourd de la compagnie dans le développement de la capacité de ses champs. De tels investissements doivent aussi être corroborés par des réserves prouvés. Cependant, en l'absence des dépenses de développement par champ et par puits ainsi que des informations sur les réserves, cette analyse ne peut être conclusive ;
- Perenco Oil and Gas Gabon et TotalEnergies Ep Gabon présentent les ratios les moins élevés du pays de 0,02 et 0,88 mille USD/BOED. Des dépenses de développement minimales en 2021 pourraient avoir un impact sur la capacité future de production des champs correspondants. Cependant, les dépenses de développement sont aussi tributaires des réserves prouvées des champs. En l'absence des dépenses de développement par champ et par puits ainsi que des informations sur les réserves, cette analyse ne peut être conclusive.
- les sociétés restantes présentent des ratios allant de 5,84 à 13,38 mille USD/BOED.

### 5.5.2 Analyse comparative des coûts d'exploitation

Les coûts de production sont également couramment analysés par BOE ou par million de pieds cubes. Dans ce cas, les coûts de production de la période sont divisés par les volumes de production combinés de pétrole et de gaz.

Les analyses financières peuvent inclure la répartition des coûts de production entre le pétrole et le gaz en utilisant des pondérations de production relatives. Dans ces pondérations, la production du pétrole reçoit généralement une plus grande part des coûts. Cela s'explique par le fait qu'au niveau du gisement, les liquides sont plus coûteux à produire et à traiter qu'une quantité équivalente de gaz.

Selon les données déclarées par la DGH et réconcilié avec les sociétés pétrolières du périmètre de réconciliation, la production totale du pétrole au Gabon est de 73 665 906 barils pour 2021, tandis que les dépenses d'exploitations totales de 2021 des 10 sociétés gabonaises en production sont de 899 726 892 USD, ce qui donne un coût annuel moyen, en dollars, de la production d'un seul baril d'équivalent pétrole (BOE) de 12,21 \$/BOE. Etant donné que la production de 29 464 722 bbl de Perenco Oil and Gas Gabon émane des permis en convention, le taux BOE compte non tenu de la production en convention est ramené à 20,31 \$/BOE.

Ce coût se présente par société selon la divulgation de la DGH comme suit :

**Tableau 23 : Coûts d'exploitation annuel moyen d'un seul baril en 2021 au Gabon**

N°	Opérateurs	OPEX/bbl produit (USD)
1	BW Energy	41,84
2	Stream Oil	36,67
3	Sino Gabon	31,53
4	VAALCO Gabon SA	27,40
5	Maurel & Prom Gabon S.A	25,48
6	Gabon Oil Company GOC	24,98
7	Addax Petroleum Oil & Gas Gabon	22,92
8	Assala Gabon S. A	16,00
9	TotalEnergies Ep Gabon	2,42
10	Perenco Oil and Gas Gabon	0,07
<b>Moyenne des coûts d'exploitation par baril au Gabon tout opérateurs confondu</b>		<b>12,21</b>
<b>Moyenne des coûts d'exploitation par baril produit sous CEPP seulement (*)</b>		<b>20,31</b>

Source : Direction Générale Des Hydrocarbures

(\*) Hors production de Perenco Oil & Gas Gabon qui est sous les permis en convention

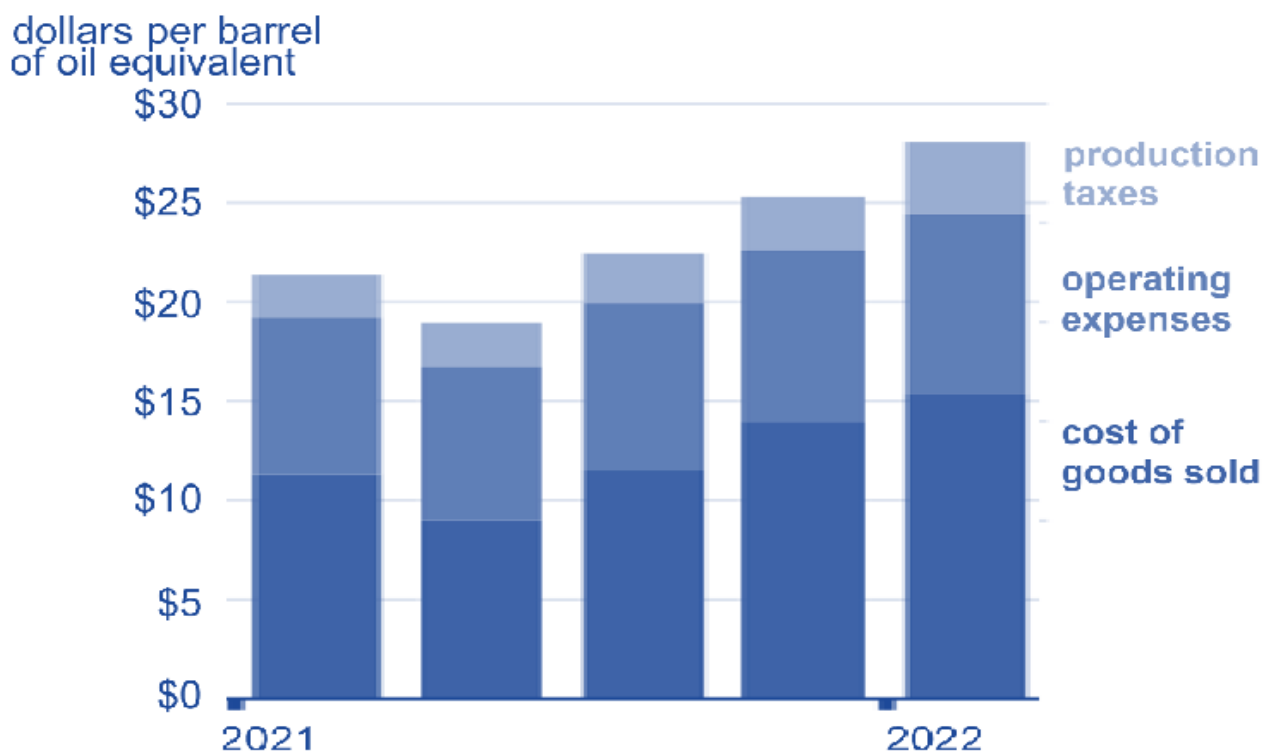
Selon des données collectées, le coût d'exploitation annuel moyen de 20,31 USD au Gabon pour 2021. Ce taux s'avère élevé par rapport des pays de mêmes régions, en effet le coût moyen pour la période 2013-2018 pour le Nigéria et l'Angola étaient respectivement de 10,69 \$ et 7,95 \$.<sup>26</sup> Cependant, cette étude se limite aux données de 2018 et ne considère pas nécessairement l'impact de l'évolution des prix ultérieures ainsi que l'impact des restrictions dues au COVID-19 durant 2020 et 2021.

<sup>26</sup> [https://eiti.org/sites/default/files/2022-09/Understanding%20state%20oil%20revenues%20and%20sales%20through%20financial%20modelling%20in%20the%20Republic%20of%20Congo\\_v2.pdf](https://eiti.org/sites/default/files/2022-09/Understanding%20state%20oil%20revenues%20and%20sales%20through%20financial%20modelling%20in%20the%20Republic%20of%20Congo_v2.pdf) (page 98, tableau 16)

L'analyse des coûts pétroliers d'exploitation par baril résumé ci-dessus, fait ressortir que les coûts engagés dans le cadre des permis faisant l'objet de convention (et non de CEPP) n'ont pas été rapportés. Nous comprenons des discussions avec la DGH que ces dépenses ne sont pas considérées comme coût pétroliers au sens des CEPP. La non-inclusion de ces dépenses biaiserait l'analyse des coûts par baril de pétrole au niveau national. En effet, la production nationale issue des permis sous convention figure ainsi sans coûts pétroliers correspondant comme détaillé ci-dessous pour la production des 29 464 722 barils de Perenco Oil & Gas Gabon.

Sur la base des rapports financiers compilés par l'U.S. Energy Information Administration (EIA) de la part de 53 compagnies pétrolières américaines, le coût moyen par baril de pétrole varie entre 19 USD et 26 USD durant les 4 trimestres de 2021 comme détaillé dans la figure ci-dessous :

**Figure 10: Paramètres financiers pour 53 compagnies pétrolières américaines (2021) – coût des opérations**



Source: [U.S. Energy Information Administration, Evaluate Energy](#)

Le coût d'exploitation annuel moyen de 20,31 USD au Gabon pour 2021 est entre la fourchette des coûts moyens par baril de pétrole détaillée dans la figure ci-dessous et tel qu'issu des rapports financiers compilés par l'U.S. Energy Information Administration (EIA).



## 6 RECOMMANDATIONS

### 6.1 Suivi des contrats pétroliers

Les contrats signés entre l'Etat et les sociétés pétrolières sont jusqu'à ce jour non publiquement disponibles. Notre demande d'accès aux conventions a été sans suite pour cause de confidentialité des contrats. De ce fait, il n'a pas été possible d'inclure dans ce rapport la conformité des coûts pétroliers avec les contrats pétroliers.

Nous recommandons la mise en place d'un mécanisme de suivi des contrats pétroliers qui permettrait de vérifier si les coûts pétroliers déclarés sont conformes aux termes des contrats et d'assurer une meilleure gouvernance. Le suivi des contrats pétroliers devrait entre autres :

- l'examen des clauses contractuelles en identifiant les dispositions concernant les dépenses ;
- s'assurer de la conformité aux obligations de rapportage ;
- mettre en œuvre des mécanismes de réconciliation des rapports financiers avec les rapports techniques d'activités ;
- évaluer la nécessité d'actionner les sanctions prévues ou de convenir les mesures correctives à l'amiable en cas de non-régularité.

Par ailleurs, un tel mécanisme de suivi des contrats devrait inclure des experts techniques, des juristes ainsi que des représentants de la société civile pour assurer une approche holistique. Pour la mise en place d'une telle approche holistique, il est crucial de rendre accessibles les contrats signés entre l'État et les sociétés pétrolières pour assurer une gouvernance responsable et informée dans le secteur. Malgré les préoccupations légitimes de confidentialité commerciale et de sécurité nationale, des politiques de divulgation plus transparentes et des dialogues constructifs avec les entreprises peuvent être engagés. La publication des contrats, préservant éventuellement les informations confidentielles, tout en renforçant les mécanismes de surveillance indépendants, contribuera à une exploitation plus responsable et durable des ressources naturelles au Gabon.

Nous recommandons ainsi, de mettre en place une feuille de route de divulgation des contrats. En adoptant des mesures pratiques, le Gabon peut progresser vers une plus grande transparence et responsabilité dans la maîtrise des coûts pétroliers et dans la gestion des ressources pétrolières.

### 6.2 Mise en œuvre d'audit systématique des coûts pétroliers

A la suite des audits des coûts pétroliers par la Direction Générale des Hydrocarbures, cette dernière pourrait avoir exigé des ajustements, redressements, rectifications et modifications estimés nécessaires sur ces coûts pétroliers et sur les méthodes techniques utilisées dans la conduite des opérations pétrolières. Ces rapports d'audit sont essentiels à la revue de la régularité de la détermination des coûts pétroliers ainsi qu'à l'assurance qualité des données y afférant.

La DGH a confirmé l'accomplissement des audits des coûts pétroliers de 5 sociétés pétrolière pour l'années fiscale 2021. Cependant, la Direction Générale des Hydrocarbures n'a pas été en mesure de communiquer les rapports d'audit des coûts pétroliers. Ces rapports d'audit arrêtent les montants finaux y afférant ainsi que les méthodes de recalculs adoptées. Il n'a pas été possible de ce fait de s'assurer de la fiabilité des coûts pétroliers.

Par ailleurs, la DGH dispose d'un délai de deux (02) ans du selon le CEPP type, pour exercer son droit de vérifications et contrôles des coûts pétroliers. L'absence des audits des coûts pétroliers de 2021 pour toutes les sociétés pétrolières, jusqu'à la date de publication du présent rapport présente un risque significatif sur la capacité de la DGH à les accomplir à temps avant la fin de 2023 et pose ainsi un risque de perte du droit de contrôle de l'Etat.

Pour remédier à ces lacunes dans la vérification des coûts pétroliers et assurer la fiabilité des données, nous recommandons mettre en place un système d'audit assurant la ponctualité des vérifications ainsi que de son indépendance et objectivité. Pour ce faire, nous recommandons les mesures suivantes :

- mettre en place un calendrier précis des audits que l'administration mette en œuvre rigoureusement. Un tel calendrier devrait détailler le plan des audits sur une période à moyen terme de deux ans au minimum et tout retard d'implémentation devrait être documenté, approuvé en détaillant les processus de mitigation des risques en résultant ;

- mettre en œuvre un processus de sélection des auditeurs qui assure le respect des principes de transparence et de rotation afin d'assurer un contrôle indépendant et compétent des coûts pétroliers. Afin d'assurer ces principes :
  - la sélection de l'équipe d'audit devrait être sur la base d'un processus de recrutement public pour sélectionner les auditeurs afin d'attirer des candidats qualifiés et d'assurer la transparence ;
  - la durée pendant laquelle un auditeur peut travailler sur les audits des coûts pétroliers devrait être limité à un nombre défini de mandats non renouvelables. Par exemple, un mandat ne pas dépasser 3 ans consécutifs ;
  - l'indépendance des auditeurs devrait être évaluée en permanence pour documenter l'absence des conflits d'intérêts qui pourrait survenir et prendre les mesures correctives immédiates ; et
  - l'équipe d'auditeurs doit suivre une formation continue aux spécificités du secteur pétrolier et aux meilleures pratiques d'audit.
- revoir les réglementations en vigueur afin d'exiger que les rapports d'audit des coûts pétroliers soient accessibles.
- renforcer les capacités du personnel de la Direction Générale des Hydrocarbures pour qu'elle puisse assurer la ponctualité des audits des coûts pétroliers. Cela peut inclure la formation du personnel, l'accès à des outils spécialisés et le développement de partenariats avec des organismes d'audit externes.

### 6.3 Etablissement régulier et systématique des procès-verbaux de consolidation de la part de l'Etat dans la production

Des réunions régulières à mi-parcours entre la Direction Générale des Hydrocarbures (DGH) et les sociétés pétrolières sont nécessaires afin de se mettre d'accord sur les données et d'établir un procès-verbal (PV) de consolidation de la part de l'Etat dans la production. Cependant, en l'absence de ces PV, il n'existe pas de documentation officielle des discussions et des décisions prises lors de ces réunions. Par conséquent, les données sur la production et les coûts qui y sont liés restent toujours provisoires, ce qui peut entraîner des incertitudes et des ambiguïtés dans la gestion et l'évaluation des activités pétrolières. Cette absence de documentation formelle, pour toutes les sociétés pétrolières, des accords préalables risque également d'entraver le processus de suivi et de vérification ultérieur des données sur les coûts, retardant ainsi la disponibilité de données définitives et fiables pour les parties prenantes.

Par ailleurs, nous avons noté au les procès-verbaux de consolidation de la part de l'Etat dans la production peuvent être structuré de manière homogène d'un opérateur à une autre tel qu'entre autres :

- le PV (Société VAALCO Gabon SA - du 07 au 16 février 2022) peut n'inclut pas d'ordre du jour bien que les autres PV avec d'autre opérateurs en incluent un ;
- le PV avec Maurel & Prom relatif au 4<sup>ème</sup> trimestre 2021 et celui avec la société VAALCO Gabon SA n'incluent pas systématiquement le suivi des recommandations des réunions précédentes ; et
- la situation des stocks de l'Etat et les prévisions du trimestre suivant en matière de production, coûts, droits à l'huile, ne sont pas systématiquement revues et documenté dans tous les PV.

Nous recommandons que la Direction Générale des Hydrocarbures (DGH) veille à ce que des procès-verbaux (PV) de consolidation de la part de l'Etat dans la production soient systématiquement établis lors des réunions avec les sociétés pétrolières pour discuter des données de production et des coûts associés. Ces PV doivent suivre un canevas homogène pour tous les opérateurs afin documentant de manière exhaustive tous les aspects liés aux coûts, à la RMP et à la part de l'huile de l'Etat ainsi que les discussions tenues et les décisions prises. Un canevas de PV standard avec la mise en place d'un programme de travail documenté pourrait assurer l'exhaustivité des suivis et des PV définitifs.

Parallèlement, la DGH devrait mettre en place des procédures formelles pour la conservation et la circulation de ces PV, assurant ainsi leur accessibilité à toutes les parties prenantes concernées. En adoptant cette pratique, la DGH renforcera la transparence, la fiabilité et la traçabilité des données relatives à la production et aux coûts pétroliers, contribuant ainsi à une meilleure gouvernance du secteur et à la confiance accrue des parties prenantes.

## 6.4 Compilation des données sur les réserves par nature et par champ

Les entités déclarantes ont été demandées de rapporter les coûts de développement et d'exploitation engagés, de la production réalisée et des données sur les réserves estimées restantes et du programme de travail associé. La Direction Générale des Hydrocarbures n'a pas été en mesure de communiquer des données sur les réserves pétrolières gabonaise par champs et par type (prouvés, non prouvés, probables et possibles). L'absence des données désagrégées sur les réserves présente des risques significatifs pouvant entraver la gestion durable des ressources pétrolière et dont notamment :

- Le risque d'entraîner des investissements inefficaces et de suivi des politiques d'engagement de dépenses inadaptées. Un tel risque augmenterait les pressions financières sur les sociétés et augmenter le transfert des coûts sur le compte des coûts pétroliers ;
- la non-conduite d'examen analytiques de plausibilité basés sur les ratios de rentabilité des investissements dans l'exploration et la production pétrolière, les ratios de coûts d'exploitation sur les barils d'équivalent pétrole (BEP). L'examen des dépenses engagées pour découvrir de nouvelles réserves et évaluer leur impact sur la rentabilité globale n'est plus possible ; et
- la limitation aux analyses comparatives des ratios de plausibilité par rapport aux autres pays pour examen des coûts d'exploitation, tels que les frais de forage, la maintenance des installations et les coûts de personnel.

Pour remédier à cette lacune dans les données sur les réserves pétrolières gabonaises et faciliter les examens analytiques de plausibilité, nous recommandons l'adoption d'un plan d'actions comportant entre autres les actions suivantes :

- renforcer la réglementation en vigueur et établir des normes techniques claires concernant le rapportage des données sur les réserves pétrolières par les sociétés pétrolières. Ces normes devraient spécifier les informations à rapporter par les entités déclarantes, y compris les estimations de réserves restantes par type et par champ ainsi que les programmes de travail associés.
- établir une plateforme de rapportage centralisé permettant aux entités déclarantes de soumettre les rapports complets sur les coûts de développement et d'exploitation, la production réalisée et les données sur les réserves estimées restantes, conformément aux normes établies. Cela garantira un meilleur suivi des coûts pétroliers et des données plus précises pour les examens analytiques de plausibilité.
- encourager les sociétés à investir dans la recherche géologique et géophysique ainsi que dans l'utilisation des technologies telles que la sismique 3D, la modélisation géologique et les outils de simulation pour améliorer évaluer de manière plus précise les réserves de pétrole. Ces encouragements pourraient prendre l'aspect d'incitations fiscales ou d'échelonnement des paiements ou d'avantages procédurales suivant la réglementation en vigueur ;
- explorer des opportunités de collaboration avec des organismes internationaux spécialisés dans l'estimation et la collectes des données sur les réserves pétrolières. Cette collaboration pourrait faciliter l'accès à des données et des méthodologies robustes pour l'évaluation des réserves, renforçant ainsi la crédibilité des informations rapportées ; et
- former des géologues, des ingénieurs pétroliers et des experts au sein de la Direction Générale des Hydrocarbures en évaluation des réserves au niveau national. Ces experts peuvent ensuite collaborer avec les entreprises pour appliquer des normes de divulgation et les meilleures pratiques en matière de rapportage des données sur les réserves pétrolières. Cela garantira une meilleure qualité et une plus grande fiabilité des informations fournies.

## 6.5 Amélioration de la qualité de rapportage des coûts pétroliers

Nous avons noté que l'écart non réconcilié entre les coûts pétroliers déclaré par la DGH et par les sociétés pétrolières retenues s'élève à 137 870 091 USD soit 15% du total des coûts tel que détaillé en la Section 5.3 du présent rapport. Cet écart compensé inclut des écarts positifs et négatifs significatifs allant de l'ordre de 90 millions USD et dépassant 232 millions USD comme détaillé dans la même Section du présent rapport.

Les sources de certains écarts ont pu être identifiés et peuvent être résumé comme suit :

- Insuffisance des coûts déclarés par certaines entités déclarantes ;
- absence du détail des coûts pétroliers par champ et par transaction, ce qui entrave l'identification de l'écarts ; et

- confusion éventuelle entre les coûts pétroliers sous CEPP et les dépenses engagées sur les champs sous convention.

Afin de diminuer les écarts éventuels dans le rapportage des coûts pétroliers à considérer, nous recommandons :

- la soumission des données sur les coûts pétroliers désagrégées par transaction et par champ afin de permettre le rapprochement ;
- Convenir d'une définition des coûts pétroliers de l'année en question afin de diminuer les écarts dus à une compréhension différente des coûts à rapporter dans les formulaires de déclaration ; et
- prévoir une formation spécifique pour le renforcement des capacités des entités déclarantes en matière de rapportage des coûts pétrolier, en s'assurant que les personnes en charge du rapportage soient les mêmes personnes qui assistent à la formation. Ces mêmes personnes doivent aussi avoir connaissance de leurs CEPP respectifs afin d'avoir la même perception des définitions des coûts et des modalités de leurs calculs.

## 6.6 Rationalisation des analyses des tendances

Nous avons noté certaines tendances inverses entre les coûts pétroliers et les niveaux de production telles que détaillées en Section 5.4 du présent rapport. Une multitude d'explications technique potentielles pourraient être à l'origine de ces tendances inverse. Par ailleurs, les résultats de performance des permis de 2021 résultent de la mise en œuvre des plans de développement des années antérieurs.

Le caractère rationnel de telles tendances comparative des sociétés ne peut être déterminé sans être corroboré par une analyse de tendances dans le temps sur la période totale depuis le début du projet.

Nous recommandons ainsi à la Direction Générales des Hydrocarbure de documenter les tendances inverses systématiquement et de mettre en œuvre les diligences nécessaires pour documenter la rationalisation technique nécessaire à travers notamment :

- l'établissement de courbe de tendances des coûts pétroliers par champ sur une période minimale de cinq ans ;
- lancer des demandes de clarification éventuelles auprès des sociétés pétrolières ; et
- soumettre ces cas à l'équipe d'audit pour revue documentaires et technique nécessaire selon le seuil de signification et le niveau de risque correspondant.

## 6.7 Compilation exhaustive des coûts pétroliers

Nous comprenons que des sociétés pétrolières au Gabon exploite des permis sur la base d'une convention signée avec l'Etat gabonais.

Cependant, malgré que Perenco Oil & Gas Gabon ait signé un CEPP sur le permis Hylia, nous avons noté que la DGH n'a pas inclus dans sa déclaration initiale les coûts pétroliers pour la société durant 2021. Il en résulte inévitablement que la compilation et le suivi les coûts pétroliers déclarés par l'administration ne soient pas systématique.

Nous recommandons l'amélioration du suivi des coûts pétroliers ainsi que leur compilation exhaustive à travers leurs rattachements à tous les permis actifs . Chaque permis faisant l'objet d'un CEPP et dont les coûts pétroliers correspondant sont nuls devront faire l'objet d'explication documentée par l'administration.

## 6.8 Elargissement de l'analyse des coûts aux dépenses des permis sous convention

L'analyse des coûts pétroliers par volume de production a fait ressortir un coût de baril nul pour la production de pétrole issue des permis sous convention tel que détaillé en la Section 5.5.2 du présent rapport.

Ceci résulte de la non-inclusion des coûts engagés dans le cadre des permis faisant l'objet de convention, dans le périmètre des coûts pétroliers à rapporter. Nous comprenons à travers les discussions avec la DGH que ces dépenses ne sont pas considérées comme coût pétroliers au sens des CEPP. Nous comprenons que ces dépenses sont absorbées par le biais de la réduction de l'impôt dans le calcul du profit annuel.

Bien que ces dépenses engagées sur des permis sous convention ne soient pas définies comme coûts pétroliers, nous recommandons à que les entités déclarantes les rapportent en mentionnant que ces coûts de sont pas régis par CEPP. En effet, un rapportage exhaustif des dépenses est de nature à améliorer l'analyse des ratios de plausibilité à l'échelle nationale ainsi que par champ.

# ANNEXES

## Annexe 1 : coûts pétroliers rapportés sur les formulaires de déclaration de Perenco Oil & Gas Gabon

	Nature du coût	Montant USD	Block/Champs/ Permis/Projet
	<b>Dépenses de développement</b>	<b>2 464 355</b>	
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Forages et complétion	364 763	Avocette
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Etudes et ingénieries	203 246	Avocette
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Installations de surface	1 622	Coucal
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Etudes et ingénieries	27 871	Coucal
Déclaration des coûts pétroliers des partenaires TG au 7 décembre 2021 et RG au 31 décembre 2021	Forages et complétion	1 095 667	Hylia
Déclaration des coûts pétroliers des partenaires TG au 7 décembre 2021 et RG au 31 décembre 2021	Installations de surface	371 668	Hylia
Déclaration des coûts pétroliers des partenaires TG au 7 décembre 2021 et RG au 31 décembre 2021	Etudes et ingénieries	399 519	Hylia
	<b>Dépenses d'exploitation</b>	<b>7 651 385</b>	
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Personnel	44 842	Avocette
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Consommables	33 232	Avocette
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Maintenance et spare parts	311 637	Avocette
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Maintenance des puits	208 144	Avocette
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Etudes techniques / HSE	75 716	Avocette
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Logistique et manutention	72 310	Avocette
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Catering & Accommodation & Telecom	45 588	Avocette
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Coûts de zone	211 194	Avocette
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Transactions inter-permis	368 549	Avocette
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Fonds de formation	13 281	Avocette
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Fonds de soutien des hydrocarbures	18 651	Avocette
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Fonds d'équipement	13 281	Avocette
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Coûts spécifique Assala	708 969	Avocette
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Personnel	88 555	Coucal
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Consommables	9 395	Coucal
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Maintenance et spare parts	94 235	Coucal
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Maintenance des puits	22 097	Coucal
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Etudes techniques / HSE	45 724	Coucal
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Logistique et manutention	25 749	Coucal
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Catering & Accommodation & Telecom	50 302	Coucal
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Coûts de zone	26 454	Coucal
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Transactions inter-permis	121 699	Coucal
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Fonds de formation	10 625	Coucal
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Fonds de soutien des hydrocarbures	9 520	Coucal
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Fonds d'équipement	10 625	Coucal
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Coûts spécifique Assala	164 585	Coucal
Déclaration des coûts pétroliers des partenaires TG au 7 décembre 2021 et RG au 31 décembre 2021	Personnel	30 076	Hylia
Déclaration des coûts pétroliers des partenaires TG au 7 décembre 2021 et RG au 31 décembre 2021	Consommables	328 314	Hylia
Déclaration des coûts pétroliers des partenaires TG au 7 décembre 2021 et RG au 31 décembre 2021	Maintenance et spare parts	587 428	Hylia

	Nature du coût	Montant USD	Block/Champs/ Permis/Projet
Déclaration des coûts pétroliers des partenaires TG au 7 décembre 2021 et RG au 31 décembre 2021	Maintenance des puits	39 441	Hylia
Déclaration des coûts pétroliers des partenaires TG au 7 décembre 2021 et RG au 31 décembre 2021	Etudes techniques / HSE	94 841	Hylia
Déclaration des coûts pétroliers des partenaires TG au 7 décembre 2021 et RG au 31 décembre 2021	Logistique et manutention	43 944	Hylia
Déclaration des coûts pétroliers des partenaires TG au 7 décembre 2021 et RG au 31 décembre 2021	Catering & Accommodation & Telecom	1 881	Hylia
Déclaration des coûts pétroliers des partenaires TG au 7 décembre 2021 et RG au 31 décembre 2021	Transport et stockage de brut	30 324	Hylia
Déclaration des coûts pétroliers des partenaires TG au 7 décembre 2021 et RG au 31 décembre 2021	Coûts de zone	1 895 150	Hylia
Déclaration des coûts pétroliers des partenaires TG au 7 décembre 2021 et RG au 31 décembre 2021	Transactions inter-permis	6 998	Hylia
Déclaration des coûts pétroliers des partenaires TG au 7 décembre 2021 et RG au 31 décembre 2021	Fonds de formation	104 167	Hylia
Déclaration des coûts pétroliers des partenaires TG au 7 décembre 2021 et RG au 31 décembre 2021	Fonds de soutien des hydrocarbures	273 414	Hylia
Déclaration des coûts pétroliers des partenaires TG au 7 décembre 2021 et RG au 31 décembre 2021	Fonds d'équipement	78 125	Hylia
Déclaration des coûts pétroliers des partenaires TG au 7 décembre 2021 et RG au 31 décembre 2021	Fonds de développement des communautés locales	13 851	Hylia
Déclaration des coûts pétroliers des partenaires TG au 7 décembre 2021 et RG au 31 décembre 2021	PID/PIH	344 037	Hylia
Déclaration des coûts pétroliers des partenaires TG au 7 décembre 2021 et RG au 31 décembre 2021	Coûts spécifique RG	117 323	Hylia
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Dépenses administratives POG	219 554	Avocette
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Overhead	138 910	Avocette
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Dépenses administratives POG	27 460	Coucal
Partenaire Assala au 22 mars 2021	Overhead	38 113	Coucal
Déclaration des coûts pétroliers des partenaires TG au 7 décembre 2021 et RG au 31 décembre 2021	Overhead	377 636	Hylia
	Frais mission DGH - Perdiem agent DGH	3 895	AVOCET
	Frais mission DGH - Perdiem agent DGH	613	AVOCET
	Frais mission DGH - Perdiem agent DGH	1 925	AVOCET
	Frais mission DGH - Perdiem agent DGH	1 925	COUCAL
	Frais mission DGH - Perdiem agent DGH	293	COUCAL
	Frais mission DGH - Perdiem agent DGH	1 925	HYLIA
	Frais mission DGH - Perdiem agent DGH	216	HYLIA
	Frais mission DGH - Perdiem agent DGH	2 464	HYLIA
	Frais mission DGH - Perdiem agent DGH	541	HYLIA
	Frais mission DGH - Perdiem agent DGH	757	HYLIA
	Frais mission DGH - Perdiem agent DGH	7 014	HYLIA
	Frais mission DGH - Perdiem agent DGH	505	HYLIA
	Frais mission DGH - Perdiem agent DGH	100	HYLIA
	Frais mission DGH - Perdiem agent DGH	19 185	HYLIA
	Frais mission DGH - Perdiem agent DGH	3 570	HYLIA
	Frais mission DGH - Perdiem agent DGH	4 003	HYLIA
	Frais mission DGH - Perdiem agent DGH	6 505	HYLIA
	<b>Total</b>	<b>10 115 740</b>	



Source : perenco Oil & Gas Gabon

## Annexe 2 : coûts pétroliers rapportés sur les formulaires de déclaration d'Assala Gabon S. A

Nature du coûts	Montant USD	Block/Champs/ Permis/Projet
<b>Dépenses de développement</b>	<b>150 110 970</b>	
Sismique	92 411	Champs Opérés d(Gamba, Rabi, Toucan, Robin, koula, Atora et BMT)
Forages et complétion	120 503 854	Champs Opérés (Gamba, Rabi, Toucan, Robin, koulak, Atora et BMT)
Infrastructures de production	28 156 747	Champs Opérés (Gamba, Rabi, Toucan, Robin, koula, Atora et BMT)
Autres coûts de développement	1 357 958	Champs Opérés (Gamba, Rabi, Toucan, Robin, koula, Atora et BMT)
<b>Dépenses d'exploitation</b>	<b>324 756 740</b>	
Maintenance	10 915 282	Champs Opérés (Gamba, Rabi, Toucan, Robin, koula, Atora et BMT)
Traitement/Transport/Stockage d'huile	60 206 586	Champs Opérés (Gamba, Rabi, Toucan, Robin, koula, Atora et BMT)
Autres coûts de production	170 754 035	Champs Opérés (Gamba, Rabi, Toucan, Robin, koula, Atora et BMT)
Autres coûts de production - Coûts propres	20 153 213	Champs Opérés (Gamba, Rabi, Toucan, Robin, koula, Atora et BMT)
Prestation techniques	1 266 000	Champs Opérés (Gamba, Rabi, Toucan, Robin, koula, Atora et BMT)
Gross Entretiens	33 000	Champs Opérés (Gamba, Rabi, Toucan, Robin, koula, Atora et BMT)
Frais de Formation	1 160 110	Champs Opérés (Gamba, Rabi, Toucan, Robin, koula, Atora et BMT)
Frais Généraux et de Fonctionnement locaux	27 825 751	Champs Opérés (Gamba, Rabi, Toucan, Robin, koula, Atora et BMT)
Frais Généraux et de Fonctionnement Etrangers	1 847 000	Champs Opérés (Gamba, Rabi, Toucan, Robin, koula, Atora et BMT)
Redevance superficielle	93 805	Champs Opérés (Gamba, Rabi, Toucan, Robin, koula, Atora et BMT)
Fonds de Soutien aux Hydrocarbures	1 646 684	Champs Opérés (Gamba, Rabi, Toucan, Robin, koula, Atora et BMT)
Dotation - RES Account Art 7.15	9 024 516	Champs Opérés (Gamba, Rabi, Toucan, Robin, koula, Atora et BMT)
Contributions contractuelles PID/PIH	6 545 466	Champs Opérés (Gamba, Rabi, Toucan, Robin, koula, Atora et BMT)
Contributions contractuelles FDCL/FPPN	261 436	Champs Opérés (Gamba, Rabi, Toucan, Robin, koula, Atora et BMT)
Contribution aux besoins du marché intérieur	5 962 766	Champs Opérés (Gamba, Rabi, Toucan, Robin, koula, Atora et BMT)
Coût d'utilisation	3 618 742	Champs Opérés (Gamba, Rabi, Toucan, Robin, koula, Atora et BMT)
Stock	6 364 719	Champs Opérés (Gamba, Rabi, Toucan, Robin, koula, Atora et BMT)
Bende Gas Revenu	-2 922 371	Champs Opérés (Gamba, Rabi, Toucan, Robin, koula, Atora et BMT)
<b>Total</b>	<b>474 867 710</b>	

Source : Assala Gabon S. A

### Annexe 3 : coûts pétroliers rapportés sur les formulaires de déclaration de Gabon Oil Company

Nature du coûts	Montant USD	Block/Champs/ Permis/Projet
<b>Dépenses de développement</b>	<b>393 214</b>	
Janvier	0	MBOGA II N°G5-135
Février	0	MBOGA II N°G5-135
Mars	9 214	MBOGA II N°G5-135
Avril	6 926	MBOGA II N°G5-135
Mai	175 611	MBOGA II N°G5-135
Juin	31 627	MBOGA II N°G5-135
Juillet	7 081	MBOGA II N°G5-135
Août	84 298	MBOGA II N°G5-135
Septembre	0	MBOGA II N°G5-135
Octobre	46 741	MBOGA II N°G5-135
Novembre	16 145	MBOGA II N°G5-135
Décembre	15 571	MBOGA II N°G5-135
<b>Dépenses d'exploitation</b>	<b>5 635 258</b>	
Dépenses d'opération - Dépenses d'opération - Janvier	176 987	MBOGA II N°G5-135
Dépenses d'opération - Dépenses d'opération - Février	336 694	MBOGA II N°G5-135
Dépenses d'opération - Dépenses d'opération - Mars	376 091	MBOGA II N°G5-135
Dépenses d'opération - Dépenses d'opération - Avril	207 043	MBOGA II N°G5-135
Dépenses d'opération - Dépenses d'opération - Mai	452 308	MBOGA II N°G5-135
Dépenses d'opération - Dépenses d'opération - Juin	520 273	MBOGA II N°G5-135
Dépenses d'opération - Dépenses d'opération - Juillet	161 066	MBOGA II N°G5-135
Dépenses d'opération - Dépenses d'opération - Août	546 815	MBOGA II N°G5-135
Dépenses d'opération - Dépenses d'opération - Septembre	222 926	MBOGA II N°G5-135
Dépenses d'opération - Dépenses d'opération - Octobre	393 659	MBOGA II N°G5-135
Dépenses d'opération - Dépenses d'opération - Novembre	123 504	MBOGA II N°G5-135
Dépenses d'opération - Dépenses d'opération - Décembre	520 516	MBOGA II N°G5-135
Dépenses de fonctionnement - Janvier	28 317	MBOGA II N°G5-135
Dépenses de fonctionnement - Février	27 488	MBOGA II N°G5-135
Dépenses de fonctionnement - Mars	30 894	MBOGA II N°G5-135
Dépenses de fonctionnement - Avril	29 967	MBOGA II N°G5-135
Dépenses de fonctionnement - Mai	28 340	MBOGA II N°G5-135
Dépenses de fonctionnement - Juin	27 116	MBOGA II N°G5-135
Dépenses de fonctionnement - Juillet	69 663	MBOGA II N°G5-135
Dépenses de fonctionnement - Août	82 202	MBOGA II N°G5-135
Dépenses de fonctionnement - Septembre	61 433	MBOGA II N°G5-135
Dépenses de fonctionnement - Octobre	45 022	MBOGA II N°G5-135
Dépenses de fonctionnement - Novembre	50 733	MBOGA II N°G5-135
Dépenses de fonctionnement - Décembre	36 392	MBOGA II N°G5-135
Dépenses Contractuelles - Juillet	154 834	MBOGA II N°G5-135
Autres coûts (RMP, RS, Fond de concours partie variable) - Janvier	95 227	MBOGA II N°G5-135
Autres coûts (RMP, RS, Fond de concours partie variable) - Février	54 977	MBOGA II N°G5-135
Autres coûts (RMP, RS, Fond de concours partie variable) - Mars	64 986	MBOGA II N°G5-135

Nature du coûts	Montant USD	Block/Champs/ Permis/Projet
Autres coûts (RMP, RS, Fond de concours partie variable) - Avril	65 121	MBOGA II N°G5-135
Autres coûts (RMP, RS, Fond de concours partie variable) - Mai	81 412	MBOGA II N°G5-135
Autres coûts (RMP, RS, Fond de concours partie variable) - Juin	82 373	MBOGA II N°G5-135
Autres coûts (RMP, RS, Fond de concours partie variable) - Juillet	82 699	MBOGA II N°G5-135
Autres coûts (RMP, RS, Fond de concours partie variable) - Août	79 001	MBOGA II N°G5-135
Autres coûts (RMP, RS, Fond de concours partie variable) - Septembre	75 060	MBOGA II N°G5-135
Autres coûts (RMP, RS, Fond de concours partie variable) - Octobre	79 045	MBOGA II N°G5-135
Autres coûts (RMP, RS, Fond de concours partie variable) - Novembre	84 569	MBOGA II N°G5-135
Autres coûts (RMP, RS, Fond de concours partie variable) - Décembre	80 508	MBOGA II N°G5-135
<b>Total</b>	<b>6 028 472</b>	

Source : Gabon Oil Company

## Annexe 4 : coûts pétroliers rapportés sur les formulaires de déclaration de VAALCO Gabon SA

Nature du coûts	Montant USD	Block/Champs/ Permis/Projet
<b>Dépenses de développement</b>	<b>18 697 261</b>	
Etudes et Ingénierie		
Sismique		
Plateformes		
Forages et Complétions	<b>18 697 261</b>	<b>Etame</b>
Infrastructures de production		
Conduites		
Prestations Techniques		
<b>Dépenses d'exploitation</b>	<b>148 560 549</b>	
Maintenance		
Transport/Stockage d'huile		
Autres coûts de production		
Assurances dédommagement	<b>123 231 092</b>	<b>Etame</b>
Prestations techniques		
Gros entretiens		
Frais de formation (fonds de formation)		
Frais de formation (emploi)		
Frais généraux locaux	<b>25 329 458</b>	<b>Etame</b>
Frais généraux étrangers		
Impôts et taxes		
Redevance superficielle/Marine Marchande Tarif		
Fonds de Soutien aux Hydrocarbures		
Besoins du Marché Intérieur (DMO)		
Fonds pour le Développement des Communautés Locales		
Acquisition de bâtiments (bureaux & entrepôts POG)		
RES - Fonds de Remise en Etat des Sites		
Coûts financiers LT		
Ajustement valorisation PCO et Prix Marché sur ventes		
<b>Total</b>	<b>167 257 811</b>	

Source : VAALCO Gabon SA

## Annexe 5 : coûts pétroliers rapportés sur les formulaires de déclaration de Maurel & Prom Gabon S.A

Nature du coûts	Montant FCFA	Montant USD	Block/Champs/ Permis/Projet
<b>Dépenses de développement</b>			
<b>Dépenses d'exploitation</b>	<b>695 940 095</b>	<b>1 254 851</b>	
Dépenses au profit des agents de l'Etat - Perdiems - DGH, DGE, ANPN	464 679 053	837 863	
Dépenses au profit des agents de l'Etat - Hôtels	16 843 207	30 370	
Dépenses au profit des agents de l'Etat - Avions	112 467 856	202 791	
Dépenses au profit des agents de l'Etat - Véhicules	28 899 459	52 109	
Dépenses au profit des agents de l'Etat - Perdiems	900 000	1 623	
Dépenses au profit des agents de l'Etat - Perdiems DGH	14 860 000	26 794	
Dépenses au profit des agents de l'Etat - Hôtels	45 300 000	81 680	
Dépenses au profit des agents de l'Etat - Véhicules	11 990 520	21 620	
<b>Total</b>	<b>695 940 095</b>	<b>1 254 851</b>	

Source : Maurel & Prom Gabon S.A

## Annexe 6 : coûts pétroliers rapportés sur les formulaires de déclaration d'Addax Petroleum Oil & Gas Gabon

Nature du coûts	Montant USD	Block/Champs/ Permis/Projet
<b>Dépenses de développement</b>	<b>11 369 102</b>	
Etudes et Ingénierie	1 889 999	G5-118
Forage et Appareils de Forage	2 227 372	G5-118
Infrastructures de Production	6 902 892	G5-118
Autres Immobilisations Non Pétrolières	348 839	G5-118
<b>Dépenses d'exploitation</b>	<b>72 582 315</b>	
Maintenance	10 001 804	G5-118
Transport et Stockage	14 722 815	G5-118
Autres Coûts d'Exploitation	27 469 818	G5-118
Assurances	1 730 348	G5-118
D.1 Fonds de Formation	200 000	G5-118
D.2 Fonds de Soutien aux Hydrocarbures (partie fixe)	50 000	G5-118
D.3 Fonds d'Equipement	200 000	G5-118
D.4 Fonds de Développement des Communautés Locales	25 275	G5-118
D.5 Obligation de satisfaction du marché intérieur (DMO)	1 237 933	G5-118
Frais généraux locaux	10 397 350	G5-118
Perdiems au profit des agents de l'Etat (Agents DHG)	381 491	G5-118
Frais généraux étranger	780 662	G5-118
Autre coûts	5 384 821	G5-118
<b>Total</b>	<b>83 951 417</b>	

Source: Addax Petroleum Oil & Gas Gabon

## Annexe 7 : coûts pétroliers rapportés sur les formulaires de déclaration de TotalEnergies Ep Gabon

Nature du coûts	Montant USD	Block/Champs/ Permis/Projet
<b>Dépenses de développement</b>	<b>1 636 993</b>	
1er trimestre - Etudes et plates forme	272 826	CEPP Baudroie
2ème trimestre - Etudes et plates forme	743 257	CEPP Baudroie
3ème trimestre - Etudes et plates forme	236 361	CEPP Baudroie
4ème trimestre - Etudes et plates forme	384 549	CEPP Baudroie
<b>Dépenses d'exploitation</b>	<b>14 081 112</b>	
Dépenses de production - 1er trimestre - Transport, stockage, assurances, gros entretien surface, gros entretien fond et frais techniques courants	2 305 659	CEPP Baudroie
Dépenses de production - 2ème trimestre - Transport, stockage, assurances, gros entretien surface, gros entretien fond et frais techniques courants	1 679 359	CEPP Baudroie
Dépenses de production - 3ème trimestre - Transport, stockage, assurances, gros entretien surface, gros entretien fond et frais techniques courants	2 832 418	CEPP Baudroie
Dépenses de production - 4ème trimestre - Transport, stockage, assurances, gros entretien surface, gros entretien fond et frais techniques courants	4 477 252	CEPP Baudroie
1er trimestre - Frais de formation, frais généraux locaux, Assistance générale et fonds de soutien aux Hydrocarbures	138 837	CEPP Baudroie
2ème trimestre - Frais de formation, frais généraux locaux, Assistance générale et fonds de soutien aux Hydrocarbures	321 255	CEPP Baudroie
3ème trimestre - Frais de formation, frais généraux locaux, Assistance générale et fonds de soutien aux Hydrocarbures	342 655	CEPP Baudroie
4ème trimestre - Frais de formation, frais généraux locaux, Assistance générale et fonds de soutien aux Hydrocarbures	645 468	CEPP Baudroie
Dépenses au profit des agents de l'Etat - Dépenses au profit des agents de l'Etat - 1er trimestre - perdiems, hébergements, véhicules et restauration en mission - perdiems, hébergements, véhicules et restauration en mission	71 199	CEPP Baudroie
Dépenses au profit des agents de l'Etat - Dépenses au profit des agents de l'Etat - 2ème trimestre - perdiems, hébergements, véhicules et restauration en mission - perdiems, hébergements, véhicules et restauration en mission	167 310	CEPP Baudroie
Dépenses au profit des agents de l'Etat - Dépenses au profit des agents de l'Etat - 3ème trimestre - perdiems, hébergements, véhicules et restauration en mission - perdiems, hébergements, véhicules et restauration en mission	492 245	CEPP Baudroie
Dépenses au profit des agents de l'Etat - Dépenses au profit des agents de l'Etat - 4ème trimestre - perdiems, hébergements, véhicules et restauration en mission - perdiems, hébergements, véhicules et restauration en mission	607 455	CEPP Baudroie
<b>Total</b>	<b>15 718 105</b>	

Source : TotalEnergies Ep Gabon



FOR MORE INFORMATION:

**DONOR FUNDED SERVICES**

INTERNAL AUDIT, CONSULTING,  
ACCOUNTING, PAYROLL,  
EXPENDITURE VERIFICATION, TAX,  
FORENSIC, COUNTER FRAUD, AML,  
CYBER SECURITY AND OTHER  
RELATED SERVICES TO THE  
INTERNATIONAL DONOR  
ORGANIZATIONS AND  
IMPLEMENTING AGENCIES.

[HTTPS://WWW.MOORE-  
GLOBAL.COM/INDUSTRIES/DONOR-  
FUNDED-SERVICES](https://www.moore-global.com/industries/donor-funded-services)

PRINTED BY © MOORE INSIGHT, A  
TRADING NAME OF MOORE STEPHENS  
INSIGHT LIMITED.

MOORE STEPHENS INSIGHT LIMITED,  
REGISTERED IN ENGLAND & WALES  
WITH REGISTERED NUMBER 07909149.  
THE REGISTERED OFFICE: ST. JAMES  
HOUSE, VICAR LANE, SHEFFIELD, S1  
2EX. VAT NUMBER 128794671, FORMS  
PART OF MOORE GLOBAL, THE  
INTERNATIONAL NETWORK OF  
INDEPENDENT MEMBER FIRMS. A LIST  
OF MEMBERS' NAMES IS OPEN TO  
INSPECTION AT OUR REGISTERED  
OFFICE.

© MOORE INSIGHT. ALL RIGHTS  
RESERVED.

**[WWW.MOORE-INSIGHT.COM](http://WWW.MOORE-INSIGHT.COM)**