



**Initiative pour la Transparence
dans les Industries Extractives**

**Rapport sur les Données
du Secteur des Hydrocarbures
Années 2006 et 2007**

Février 2010



Rapport Final

ITIE 2006 et 2007 Côte d'Ivoire

**ADMINISTRATEUR INDEPENDANT POUR
L'ELABORATION DES RAPPORTS
ITIE 2006 ET 2007 DE LA COTE D'IVOIRE**

Rapport

Pour

le Conseil National ITIE Côte d'Ivoire

Distribué

Monsieur le Président du Conseil National ITIE,

L'Initiative sur la Transparence des Industries Extractives (ITIE) vise à développer la transparence des pays producteurs en matière de communication des revenus des activités extractives. La République de Cote d'Ivoire a adhéré à cette initiative en 2008.

Un Conseil National pour la mise en œuvre des principes de l'Initiative pour la Transparence des Industries Extractives (CN-ITIE) a été créé par décret n° 2008-25 du 21 février 2008. Il est placé sous l'autorité du Premier Ministre qui en assure la supervision. Le Conseil National a pour principal objectif de veiller à la mise en œuvre des principes et des critères de l'ITIE suivant une approche participative. Il regroupe en son sein les 14 représentants du secteur public et parapublic, 05 représentants des sociétés extractives et 07 représentants de la société civile.

Le Cabinet Hart Nurse Limited a été sélectionnée par appel d'offres comme Administrateur Indépendant pour l'élaboration des rapports ITIE à la Cote d'Ivoire pour les années 2006 et 2007.

La présente attestation est établie en conformité avec les normes internationales ISRS (International Standard on Related Services). Ces normes impliquent notamment un haut degré d'intégrité et de déontologie, ainsi qu'une rigueur dans les procédures de gestion de travaux, de management des ressources et de contrôle interne destinées à garantir la pertinence, la qualité et l'objectivité des travaux.

Selon les Termes de Référence, nous avons

- assisté le CN-ITIE dans une première collecte de tous les paiements effectués par toutes les entreprises extractives préalablement identifiées et de tous les revenus perçus par l'Etat de ces entreprises;
- défini la nature et la forme de tous ces revenus, notamment : part de production, bonus, impôts, taxes, redevances; dividendes d'entreprises nationales;
- fait une première réconciliation entre ces paiements et ces revenus ;

et nous présentons le présent rapport aux termes de ces activités.

Le mandat a été réalisé sous la supervision du CN-ITIE et en étroite collaboration avec le secrétariat technique.

En exécution de ce travail pour le CN-ITIE, nous avons travaillé en collaboration avec le Cabinet Mazars (Cameroun et Cote d'Ivoire).

Ce rapport couvre seulement les domaines listés ci-dessus et n'est destiné qu'à l'usage de la DGDI et du CN-ITIE. La mission ne constitue ni un audit ni une revue des informations et de ce fait, aucune opinion n'est exprimée. Si nous avons exécuté des diligences supplémentaires, un audit ou une revue, d'autres questions auraient pu apparaître qui auraient fait l'objet d'un rapport.



Hart Nurse Limited

The Old Coach House
Southern Road
Thame
Oxfordshire OX9 2ED
England

25 février 2010

TABLE DES MATIERES

1	PRESENTATION GENERAL DE LA MISSION.....	5
1.1	Contexte général.....	5
1.2	Objectifs de la mission	5
1.2.1	Objectif Général.....	5
1.2.2	Objectifs spécifiques.....	6
2	LIMITATIONS DU CHAMP DE LA MISSION.....	6
2.1	Etendue et nature de la mission.....	6
2.2	Seuil de matérialité	7
2.3	Période couverte par l'étude	7
2.4	Délais impartis pour la réalisation de la mission	7
3	ETAT DES LIEUX DU SECTEUR DES HYDROCARBURES	8
3.1	Activité de recherche et d'exploration en Côte d'Ivoire	8
3.2	Activité d'exploitation.....	8
3.3	Cadre juridique des activités pétrolières en Côte d'Ivoire	10
3.3.1	Code pétrolier	10
3.3.2	Cadre contractuel	10
4	PRESENTATION SCHEMATIQUE DES DIFFERENTS ACTEURS DANS LE SECTEUR PETROLIER	10
4.1	Schéma de circulation des flux	10
4.1.1	Schéma de circulation des flux financiers.....	10
4.1.2	Commentaires sur les différents flux d'avantages financiers.....	12
4.1.3	Schéma de circulation des flux physiques.....	14
4.1.4	Commentaires sur les différents flux physiques	14
4.2	Présentation des principaux acteurs dans le secteur.....	15
4.3	Présentation succincte des différentes sociétés prises en compte dans le champ de la conciliation ..	16
4.3.1	La Société Nationale des Opérations Pétrolières (PETROCI).....	16
4.3.2	FOXTROT International LDC.....	16
4.3.3	AFREN	16
4.3.4	Canadian National Resources Côte d'Ivoire	17
5	METHODOLOGIE D'ENSEMBLE POUR LA MISE EN OEUVRE DE LA MISSION	17
5.1	Méthodologie de collecte et de conciliation des données financières	17
5.1.1	Collecte des données	17
5.1.2	Réconciliation des données financières	19
5.1.3	Traitement des écarts financiers.....	19
5.2	Méthodologie de collecte et de conciliation des données physiques	19
5.2.1	Présentation des flux de gaz et condensat.....	20
5.2.2	Présentation des flux de pétrole brut.....	20
5.2.3	Méthodologie de collecte et de conciliation des volumes	21
5.2.4	Traitement des écarts de volume	21

5.3	Certifications des données déclarées	22
5.4	Constitution d'une data room	22
5.5	Documentation de la démarche	22
5.6	Recommandations sur le dispositif à mettre en place pour assurer la collecte et la réconciliation des chiffres sur une base régulière	23
6	RAPPEL DE LA NOMENCLATURE DES DIFFERENTES DONNEES DEVANT ETRE RECONCILIEES	23
6.1	Appropriation et validation des définitions comptables et financières	23
6.1.1	Droits fixes	23
6.1.2	Redevance superficielle annuelle.....	23
6.1.3	Bonus de signature.....	23
6.1.4	Bonus de production.....	23
6.1.5	Prélèvement pétrolier additionnel	24
6.1.6	Impôt direct sur les Bénéfices Industriels et Commerciaux	24
6.1.7	Les ventes effectuées à la Société Nationale d'Opérations Pétrolières pour satisfaire les besoins nationaux.....	24
6.1.8	Frais de formation.....	24
7	DONNEES FINANCIERES AGREGES	25
7.1	Tableau récapitulatif des écarts entre les paiements déclarés effectués par les compagnies pétrolières et les encaissements déclarés reçus par l'Etat et ses démembrements.....	25
7.1.1	Rapprochement entre les compagnies pétrolières et PETROCI	26
7.1.2	Rapprochement entre les compagnies pétrolières et la Direction Générale des Impôts	27
7.1.3	Tableau récapitulatif des écarts entre les paiements déclarés effectués par PETROCI à la DGI et les revenus déclarés reçus par la DGI.....	28
7.1.4	Tableau récapitulatif des écarts entre les paiements déclarés effectués par la DGI à la DGTCP et les revenus déclarés reçus par la DGTCP.....	29
7.1.5	Tableau récapitulatif des écarts entre les paiements déclarés effectués par PETROCI à la DGTCP et les revenus déclarés reçus par la DGTCP.....	30
8	DONNEES PHYSIQUES	31
8.1	Production totale	31
8.2	Variation de la production totale au cours de la période	32
8.3	Rapprochement des volumes entre la Petroci et les compagnies pétrolières.....	32
9	DIFFICULTES RENCONTREES DANS LA MISE EN ŒUVRE DE LA MISSION ET RECOMMANDATIONS SUR LE DISPOSITIF A METTRE EN PLACE POUR LES COLLECTES ET RECONCILIATIONS FUTURES	33
9.1	Difficultés rencontrées dans la mise en œuvre de la mission	33
9.1.1	Retard dans le retour des tableaux de collecte et autres informations	33
9.1.2	Non utilisation par certains acteurs des modèles de déclaration adoptés par le CN-ITIE	33
9.1.3	Renseignements inexacts dans les tableaux.....	33
10	RECOMMANDATIONS SUR LE DISPOSITIF A METTRE EN PLACE POUR LA POURSUITE DE L'ITIE	34
10.1	La périodicité recommandée.....	34
10.2	Dates de disponibilité des données	34
10.3	Les grandes lignes de la méthode à utiliser.....	35

10.3.1	Organisation et lancement de la mission.....	35
10.3.2	Orientation de la mission.....	35
10.3.3	Phase de collecte des données.....	35
10.3.4	Réconciliation des données et traitement des écarts.....	36
10.4	Compilation des données et rédaction des rapports.....	36
10.4.1	Crédibilité des données.....	36
10.4.2	Disponibilité des données.....	37
10.4.3	Principes de comptabilité.....	37
10.4.4	Devise de la déclaration.....	37
10.4.5	La taille et les profils de l'équipe à mettre en place pour les études futures.....	37

ANNEXES

1. Rapport préliminaire
2. Termes de Référence
3. Récapitulatif des informations reçues des Entités Couvertes
4. Comptes audités et Lettres d'affirmation reçues

1 PRESENTATION GENERAL DE LA MISSION

1.1 Contexte général

L'Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives a été lancée par le Premier Ministre Britannique Tony Blair à l'occasion du sommet mondial sur le développement durable qui s'est déroulé à Johannesburg en Septembre 2002. Cette initiative part du principe que dans de nombreux pays, les recettes provenant de la production pétrolière, gazière et minière s'associent à la pauvreté, au conflit et à la corruption. Cette situation est couramment désignée comme « la malédiction des ressources naturelles » très souvent due au manque de transparence et au non-respect de l'obligation de rendre des comptes sur les revenus tirés par le gouvernement sur ces ressources naturelles.

L'ITIE est un complément aux efforts d'amélioration de la bonne gouvernance. C'est une initiative dirigée par le Gouvernement avec la participation active d'autres partenaires comme la société civile.

La République de Côte d'Ivoire ayant adhéré à l'ITIE en 2008, a mis en place les organes ci-dessous :

- le Conseil National pour la mise en œuvre des principes de l'Initiative pour la Transparence des Industries Extractives (CN-ITIE). Il regroupe en son sein les 14 représentants du secteur public et parapublic, 05 représentants des sociétés extractives et 07 représentants de la société civile.
- le Secrétariat Technique du Conseil National, composé de 6 membres. Actuellement, ces membres sont 02 représentants de l'Administration (y compris le Ministère des Mines et de l'Energie), 02 représentants de la société civile, 02 représentants du secteur extractif. Les principales attributions du Secrétariat Technique peuvent être résumées comme suit : instruire et préparer les dossiers à soumettre au Conseil National ITIE, assurer le secrétariat du Conseil National ITIE, suivre l'exécution des missions et la mise en œuvre des résolutions du CN-ITIE, préparer les programmes d'actions et les rapports d'activités du Conseil National, conserver les archives, fournir la documentation requise au CN-ITIE et exécuter toutes autres missions qui lui sont confiées par ce dernier Conseil.

Parmi les actions devant être mises en œuvre par ces deux structures figure la collecte et la réconciliation des chiffres et des volumes des sociétés pétrolières.

Cet exercice a été confié à la firme de renommée internationale Hart Group pour les exercices 2006 et 2007.

1.2 Objectifs de la mission

1.2.1 Objectif Général

La présente mission porte sur la réalisation, pour le compte du Conseil National de l'Initiative de Transparence dans les Industries Extractives, de la collecte et de la réconciliation des données (chiffres et volumes) des entreprises pétrolières incluses dans le champ de réconciliation, pour les exercices 2006 et 2007.

1.2.2 Objectifs spécifiques

Les objectifs spécifiques assignés à cette mission sont les suivants :

- assister le Conseil National dans une première collecte de tous les paiements effectués par toutes les entreprises extractives préalablement identifiées et de tous les revenus perçus par l'Etat de ces entreprises (Voir section 2.1 pour le détail des dites entreprises) ;
- définir la nature et la forme de tous ces revenus, notamment la part de production, les bonus, les impôts, les taxes, les redevances, les dividendes d'entreprises nationales etc. ;
- faire une première réconciliation entre ces paiements et ces revenus ;
- documenter la démarche afin que celle-ci puisse être reproduite par la suite et faciliter les conciliations futures ;
- faire des recommandations, sur la méthodologie à employer sur une base régulière et sur le dispositif nécessaire pour mener à bien cette tâche ;
- présenter un rapport aux termes de ces activités.

2 LIMITATIONS DU CHAMP DE LA MISSION

2.1 Etendue et nature de la mission

La mission de conciliation des chiffres et des volumes des entreprises pétrolières au titre des exercices 2006 et 2007 n'a pas pour objet :

- d'effectuer un audit, ni un examen limité des revenus pétroliers et gaziers. En conséquence aucune assurance ne sera donnée. L'audit et la certification des données n'entrent pas dans le périmètre de nos travaux. Toutefois, les informations à concilier porteront sur des données financières et comptables auditées et certifiées par un professionnel indépendant. Parallèlement ces déclarations feront l'objet d'une certification écrite de chaque partie déclarante ;
- de déceler des erreurs, des actes illégaux ou d'autres irrégularités ;
- de vérifier l'exhaustivité des sources de revenu des compagnies pétrolières.

L'étude ne concerne pas les engagements financiers. Seuls les flux de trésorerie (encaissements et décaissements réels) seront compilés. **La compilation des données sera effectuée suivant la norme ISRS 4410 (ISA 930)**. Toutefois, le champ de cette étude a été circonscrit par les termes de références.

De même, les seules sociétés pétrolières incluses dans le champ de la réconciliation sont :

- FOXTROT International LDC, Cote d'Ivoire, succursale (pays d'incorporation : Iles Caïmans) ;
- AFREN Côte d'Ivoire Ltd, succursale (pays d'incorporation : Iles Caïmans) ;

- CNR International (Côte d'Ivoire) SARL (pays de l'incorporation : Cote d'Ivoire) ; et
- la Société Nationale d'Opérations Pétrolières (PETROCI SA) (pays de l'incorporation : Cote d'Ivoire)
- Petroci Overseas (pays de l'incorporation : Jersey)

La liste des flux d'avantages considérés pour la collecte et la réconciliation des chiffres et volumes dans le cadre de l'ITIE en Côte d'Ivoire au titre des exercices 2006 et 2007 porte sur :

- la part de la production revenant à l'Etat et ses démembrements ;
- les ventes effectuées par les sociétés pétrolières à la Société Nationale d'Opérations Pétrolières (PETROCI SA) ou à ses sociétés associées ;
- la valeur des compensations financières faites par les sociétés pétrolières à la PETROCI SA ou à ses sociétés associées ;
- l'impôt direct sur les Bénéfices Industriels et Commerciaux des sociétés pétrolières ;
- les bonus de signature,
- les bonus de production,
- les avances faites par PETROCI SA au Trésor ;
- les dividendes versés par PETROCI SA.

2.2 Seuil de matérialité

Le rapprochement entre les chiffres et les volumes rapportés par les compagnies pétrolières et ceux rapportés par l'Etat et ses démembrements pourrait dégager des écarts pour lesquels le Consultant sollicitera des explications auprès des parties concernées.

Ces cas d'espèce, qui ne sont pas exceptionnels, posent alors le problème du degré de précision que l'on peut obtenir des données financières et physiques collectées et publiées. D'où la nécessité de définir un seuil de matérialité.

La définition du seuil de matérialité est de la seule responsabilité du Comité National de l'ITIE.

2.3 Période couverte par l'étude

La période couverte par l'étude concerne les exercices 2006 et 2007.

2.4 Délais impartis pour la réalisation de la mission

La durée de l'étude qui nous a été confiée couvre une période de trois (3) mois. La phase de planification et de préparation s'est déroulée en plus de temps du fait d'un certain nombre de retards observés dans la levée de

l'obligation de confidentialité au niveau des sociétés pétrolières et de PETROCI HOLDING, et lors de la signature des accords de confidentialité.

La phase d'exécution de la mission a été étendue du fait du temps pris par les entités incluses dans le champ de conciliation, pour retourner les tableaux de collecte remplis. Le Conseil National avait initialement prévu une période de deux semaines, à partir de la date de transmission de ces derniers en août 2009, pour obtenir les tableaux remplis des entités incluses. Toutefois, les tableaux de collecte de toutes les entités n'ont pas été reçus jusqu'en décembre 2009 et des informations complémentaires ont été communiquées en février 2010.

3 ETAT DES LIEUX DU SECTEUR DES HYDROCARBURES

3.1 *Activité de recherche et d'exploration en Côte d'Ivoire*

L'exploration pétrolière a débuté en Côte d'Ivoire en 1941. Elle est toutefois ralentie lorsqu'en 1963 les travaux de la Société Africaine de Pétrole (SAP) déclaraient la stérilité du territoire en matière d'hydrocarbures.

Les recherches reprennent en 1970, avec le groupe ESSO qui obtient le permis pour l'exploration d'une superficie de 22 740 km² du bassin sédimentaire. Ces travaux ont abouti à la découverte du premier champ pétrolier en 1974 baptisé « champ Bélier ».

L'exploitation de ce champ a été réalisée par l'opérateur ESSO à travers un contrat de concession de 1980 à 1992 à l'aide d'une plateforme fixe. Les réserves prouvées d'huile et de gaz furent respectivement estimées à 25 millions de barils et 20 milliards de pieds cube.

Depuis lors plus de 207 forages ont été réalisés sur le bassin sédimentaire ivoirien et ont permis la découverte de huit (8) champs dont quatre actuellement en production. Les découvertes en attente de production sont :

- **Le champ de gaz gazelle** découvert en 1988 sur le bloc CI-202 ;
- **Le champ d'huile Acajou** découvert suite au forage du puits Acajou1x sur le bloc CI-26 en 2003
- **Le champ de gaz MAHI** découvert suite au forage du puits Mahi 1a sur le bloc CI-27 en 2005
- **Le champ de gaz MARLIN** découvert suite au forage du puits Marlin 1x sur le bloc CI-27 en 2007.

3.2 *Activité d'exploitation*

Le bassin sédimentaire ivoirien est composé de deux grandes zones :

- **La zone Onshore (partie émergée)**

Elle s'étire d'Est en Ouest sur 360 Km et couvre une superficie de 8000 Km² ; ce qui représente 2.5% du territoire ivoirien. La faille des lagunes subdivise l'Onshore en deux (2) parties :

- Une partie Nord (5000 Km²) caractérisée par une sédimentation peu épaisse
- Une partie Sud (3000 Km²) caractérisée par une sédimentation très épaisse supérieure parfois à 5000m.

- **La zone Offshore (partie immergée)**

Très vaste (80 à 150 km de large), elle constitue l'essentiel du bassin sédimentaire ivoirien. Elle s'étend d'Est en Ouest depuis la côte jusqu'à des profondeurs d'eau supérieures à 3000 m.

L'Offshore est subdivisée en deux marges :

La marge de San Pedro qui s'étend de la frontière libérienne jusqu'à la ville de Grand Lahou. Elle se caractérise par un socle peu profond et un plateau continental abrupt.

La marge d'Abidjan qui s'étend depuis Grand Lahou jusqu'à la frontière ghanéenne. Son socle est plus profond, l'épaisseur des sédiments croît d'Ouest en Est (vers le bassin ghanéen). Elle est la zone des principales découvertes d'hydrocarbures en Côte d'Ivoire et elle renferme tous les champs pétroliers connus à ce jour.

Les quatre champs producteurs sur la période couverte par la période de réconciliation des chiffres et des volumes (2006, 2007) sont:

- **Le champ LION & PANTHERE** (*bloc CI-11*) découvert en 1993 et 1994 et dont l'exploitation a débuté en 1995. C'est un champ offshore dont les réserves initiales prouvées d'huile et de gaz furent respectivement estimées à 350 millions de barils et 303 milliards de pieds cube. Il est exploité par un consortium composé des sociétés AFREN, IFC, SK Corp et Petroci ; et cumule à la fin de l'année 2007 une production d'environ 32 millions de barils d'huile et 75 milliards de pieds-cube de gaz.
- **Le champ ESPOIR** est situé sur le *bloc CI-26* et est entré en phase de production en 2002. Ce champ produit essentiellement de l'huile et du gaz associé. Il est exploité par un consortium composé de CNR International Côte d'Ivoire, Tullow and Petroci. Ses réserves d'huile et de gaz sont estimées respectivement à 156 millions de barils et 399 milliards de pieds cubes.
- **Le champ BAOBAB** (*bloc CI-40*) a été découvert en 2001 et produit depuis 2005. Ses réserves d'huile et de gaz sont estimées à 200 millions de barils et 100 milliards de pieds cube. Son exploitation par les partenaires suivants : CNR International Côte d'Ivoire, Svenska and Petroci est toutefois rendue difficile par des venues de sables qui ont entraîné l'arrêt de la production de cinq puits.
- **Le champ FOXTROT** (*bloc CI-27*) a été découvert en 1981. C'est un champ offshore de gaz sec dont la production a débuté en 1999. Les réserves sont estimées à 1 502 milliards de pieds cube. Le gaz naturel remonte à la surface par la pression naturelle du gisement. Le permis d'exploitation été accordé à l'opérateur FOXTROT qui en partenariat avec SAUR, Enerci et Petroci produit en moyenne 100 millions de pieds-cubes par jour. Il produit également environ 600 barils d'huile par jour.

La répartition des blocs par opérateur se présente comme suit :

Blocs	Champ	Hydrocarbures	Opérateurs	Partenaires
CI 11	Lion & Panthère	Gaz, Pétrole	AFREN	AFREN, IFC, SK Corp, PETROCI SA
CI 26	Espoir	Gaz, Pétrole	CNR	CNR Id, Tullow Oil, PETROCI SA
CI 27	Foxtrot	Gaz, Condensat, Pétrole	FOXTROT	FOXTROT International LDC, SECI, ENERCI, PETROCI SA
CI 40	Baobab	Gaz, Pétrole	CNR	CNR, Svenska, PETROCI SA & PETROCI Overseas

3.3 Cadre juridique des activités pétrolières en Côte d'Ivoire

3.3.1 Code pétrolier

La loi n° 96 – 669 du 29 août 1996 portant Code Pétrolier et son texte d'application, le décret n° 96 – 733 du 19 septembre 1996 constituent les textes de base des activités d'exploration et de production des hydrocarbures.

Toutefois, le code pétrolier ne s'applique que de manière limitée aux titres miniers d'hydrocarbures en vigueur à la date de sa promulgation lesquels continuent d'être régis par les contrats pétroliers signés entre le Gouvernement et les sociétés.

3.3.2 Cadre contractuel

Le code pétrolier prévoit principalement 3 types de contrats pétroliers :

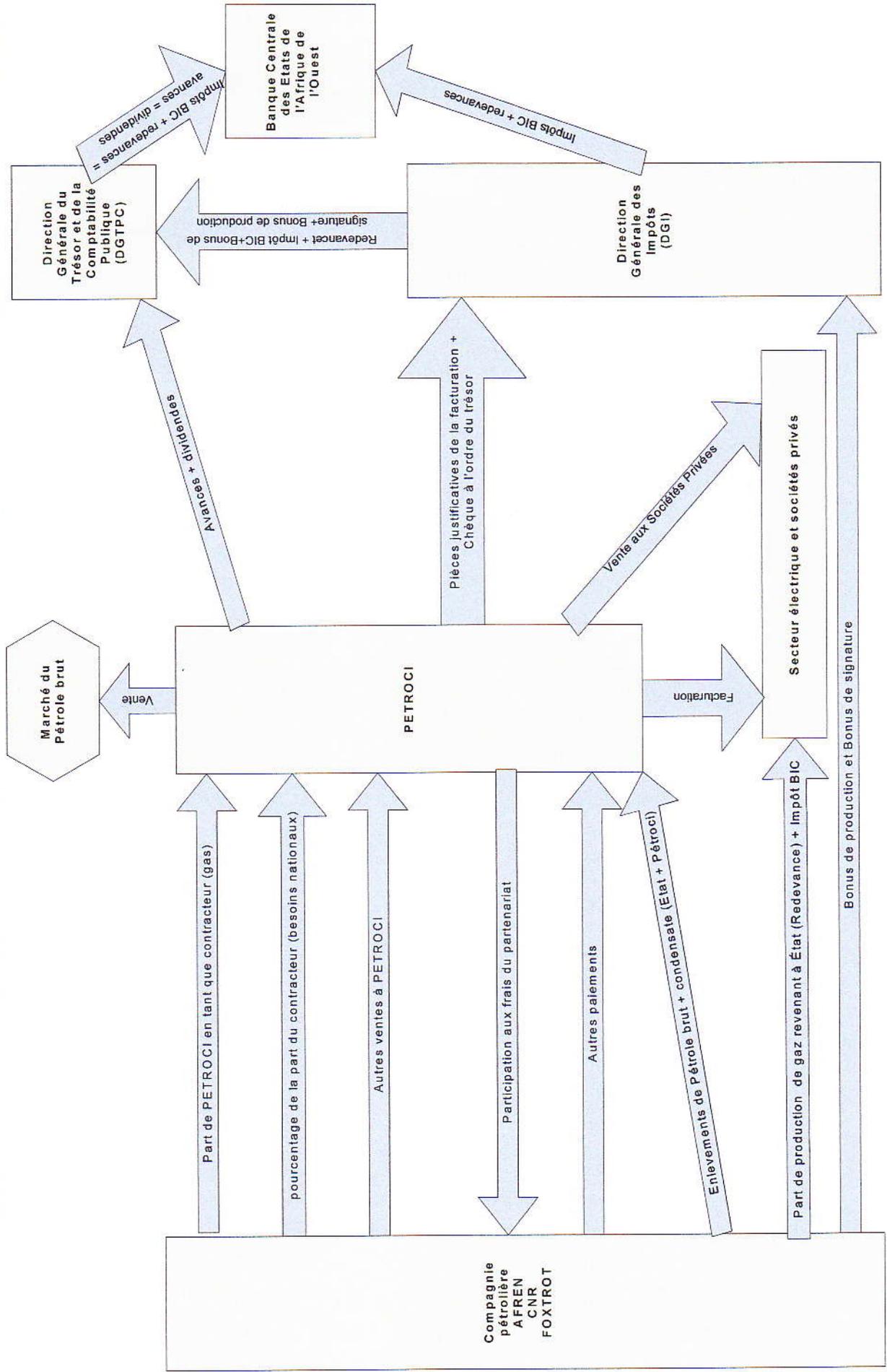
- les contrats de concession attachés à l'octroi de titres miniers d'hydrocarbures constitués par des permis de recherche et les concessions d'exploitation et les contrats de partage de production ;
- Les contrats de partage de production caractérisé par les notions de « Profit Oil » et de « Cost Oil » qui prévoit qu'une partie de la production soit dédiée aux dépenses d'investissement et d'exploitation (« Cost Oil »), et l'autre (« Profit Oil») partagée entre les partenaires et l'Etat ;
- Les contrats de services à risques qui prévoient que le remboursement des coûts pétroliers et le versement de la rémunération du titulaire sont effectués en espèces.

4 PRESENTATION SCHEMATIQUE DES DIFFERENTS ACTEURS DANS LE SECTEUR PETROLIER

4.1 Schéma de circulation des flux

4.1.1 Schéma de circulation des flux financiers

Le schéma ci-dessous illustre le mouvement des flux financiers entre les compagnies pétrolières, l'Etat et ses démembrements et la Banque Centrale des Etats de l'Afrique de l'Ouest.



4.1.2 Commentaires sur les différents flux d'avantages financiers

4.1.2.1 Part de la production de l'Etat

Dans les contrats de partage de production, la part de la production après cost oil (portion d'hydrocarbures prélevée sur la production totale pour le recouvrement des coûts pétroliers) et après la vente d'un pourcentage de la production à PETROCI au titre de la production pour la satisfaction des besoins nationaux, est divisée entre les partenaires (contracteurs) et l'Etat de Côte d'Ivoire.

PETROCI SA reçoit sa part de production, comme contracteur et, reçoit également la part de production revenant à l'Etat de Côte d'Ivoire. Pour ce qui est du gaz, la part de production de l'Etat payée en nature par les Sociétés pétrolières est livrée directement au secteur électrique par l'opérateur dans un partenariat. Elle inclut la redevance proportionnelle à la production et l'impôt sur le BIC de l'ensemble des contracteurs du partenariat.

Cette part de production est facturée par la Société Nationale d'Opérations Pétrolières (PETROCI), qui transmet à la Direction Générale des Impôts (DGI) les éléments relatifs à la vente considérée (pièces justificatives de la vente, les chèques de paiement à l'ordre du Receveur des Grandes Entreprises de la DGI). Sur la base de ces différents documents, la DGI émet un quitus de paiement qui est remise à PETROCI qui, à son tour la transfère à l'opérateur concerné.

Pour ce qui est du pétrole brut et du condensat, la part revenant à l'Etat ainsi que celle revenant à PETROCI sont enlevées par PETROCI. Cette dernière société est également chargée de commercialiser ladite part de l'Etat et d'encaisser les recettes issues de la vente de ladite part de l'Etat.

Les chèques de paiements sont versés dans un compte bancaire du Trésor Public logé à la BCEAO

4.1.2.2 Part de production revenant à la Société Nationale d'Opérations Pétrolières (PETROCI) en tant que partenaires aux opérations (contracteur)

Il s'agit de la part de production restante (après cost oil) revenant à PETROCI. En fonction de l'hydrocarbure considéré, elle peut être sous forme de volume ou de valeur (en cas de vente effectuée par l'opérateur).

4.1.2.3 Ventes d'un pourcentage de la part de production des contracteurs à la Société Nationale d'Opérations Pétrolières (PETROCI) pour la satisfaction des besoins nationaux

Il s'agit de la mise à disposition d'une partie de la production d'hydrocarbure revenant aux contracteurs, à la Société Nationale d'Opérations Pétrolières (PETROCI), pour la satisfaction des besoins nationaux. Le pourcentage de production est défini dans les contrats de partage de production. De même, le prix pratiqué devrait être inférieur au prix du marché.

4.1.2.4 Les compensations financières effectuées par les sociétés pétrolières

Certains contrats de vente de pétrole brut et de gaz prévoient des échanges (swaps) entre la part de pétrole brut revenant à l'Etat et la part de Gaz revenant aux contracteurs. Ces échanges sont évalués sur la base du prix de

vente de chacun des hydrocarbures et, peut, dans certains cas, aboutir à un déséquilibre donnant lieu à une compensation financière versée soit par la société pétrolière soit par l'Etat via PETROCI.

4.1.2.5 Les bonus de signature et de production

Les bonus de signatures sont des primes payées par les sociétés pétrolières lors de la conclusion d'un contrat. Les paiements y relatifs sont directement effectués par des chèques à l'ordre du receveur des domaines de la Direction Générale des Impôts dans un compte bancaire logé à la Banque des Etats d'Afrique de l'Ouest (BCEAO).

4.1.2.6 Les avances de PETROCI à la DGTCP

Les avances sont des sommes versées par PETROCI à la Direction Générale du Trésor et de la Comptabilité Publique.

4.1.2.7 Dividendes

Il s'agit des dividendes annuels payés par PETROCI (société d'Etat) à la Direction Générale du Trésor et de la Comptabilité Publique.

4.1.2.8 Frais de formation

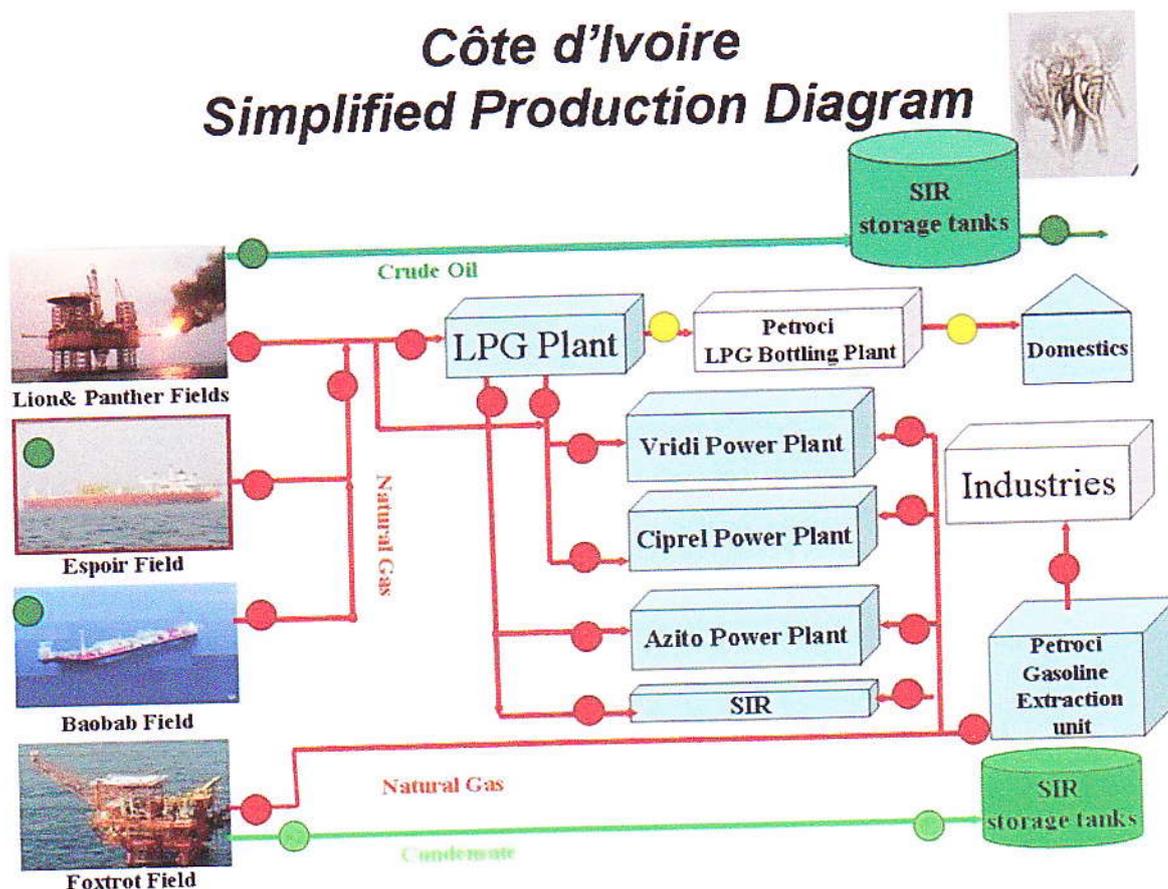
Les actuels contrats de partage de production prévoient des frais de formation, qui sans être des paiements directs faits à l'Etat sont des dépenses directement prises en charge par les sociétés pétrolières pour la formation des nationaux ivoiriens. Un budget annuel de formation est établi au sein des sociétés et les paiements sont directement effectués auprès des tiers organisant la formation et sur présentation des pièces justificatives. Ces frais de formations sont pris en compte lors de la détermination du cost oil. Les nationaux s'entendent de toute personne ayant la nationalité ivoirienne et étant employée par l'Opérateur, par le représentant du Gouvernement ou par PETROCI.

4.1.2.9 Les droits fixes

Les droits fixes sont prévus dans le code pétrolier. En effet, les demandes d'attribution, de renouvellement, de cession, de transmission ou de renonciation de contrats pétroliers et des autorisations en dérivant sont soumises au paiement de droits fixes dont les montants et modalités de règlement sont déterminés dans le cadre de la loi de Finances. Toutefois, des entretiens menés avec les responsables de la Direction Générale des Impôts, le décret d'application de ces droits fixes n'a pas encore été pris.

4.1.3 Schéma de circulation des flux physiques

4.1.3.1 Le diagramme ci après présente de manière simplifiée la circulation des flux physiques de Pétrole Brut, Gaz et condensat en Côte d'Ivoire.



4.1.4 Commentaires sur les différents flux physiques

Du diagramme présenté dans la section 4.1.3 ci dessus, les différents flux physiques peuvent être décrits comme suit par champ :

Lion & Panthère

Le pétrole Brut est extrait et conduit à travers un pipeline vers des tanks de stockage différent à la SIR (raffinerie) où il est stockés jusqu'à ce qu'il soit transféré dans un bateau et vendu.

Le gaz est transféré via un pipeline à l'usine de transformation opéré par AFREN, où le condensat est extrait et soit injecté dans le Pétrole Brut stocké à la raffinerie, soit vendu à la raffinerie pour les installations. Le gaz traité est envoyé via un pipeline aux installations avec une petite quantité envoyé à PETROCI pour vente aux

consommateurs privé. (Le condensat est l'hydrocarbure de faible densité présent comme composant gazeux du gaz naturel, qui se condense hors du gaz lors du traitement de ce dernier)

Dans le cas où lesdites installations ne sont pas en mesure de recevoir une partie du gaz produit (par exemple pour des raisons d'arrêt pour maintenance), le gaz est envoyé directement au secteur électrique.

Espoir and Baobab

Le gaz provenant de ces champs est transféré par un pipeline vers les installations d'AFREN où il est traité de la même manière que le gaz provenant des champs Lion & Panthère

Foxtrot

Les hydrocarbures extraits du champ FOXTROT sont traités sur une plateforme offshore. Le condensat est transféré via un pipeline pour le stockage à la raffinerie SIR. Le gaz est transféré au secteur électrique via un pipeline avec de petites quantités envoyées à PETROCI et revendu aux industries privées.

4.2 Présentation des principaux acteurs dans le secteur

Les principaux acteurs du secteur pétrolier en Côte d'Ivoire sont les suivants :

- **le Ministère des Mines et de l'Energie** : Il conçoit et coordonne la mise en place de la politique nationale en matière de mines et d'hydrocarbures. De ce fait, il a un droit de regard sur toutes les activités minières sur le territoire national. Il est également chargé de soumettre à l'attention du Conseil des Ministres, après avis technique favorable de la Direction des Hydrocarbures et de la Société Nationale d'Opérations pétrolières (PETROCI), les demandes de blocs pétroliers, de permis de recherche et autres problèmes d'envergure du secteur. De même, le Ministère des mines et de l'Energie, au travers le Direction des Hydrocarbures, tient à jour, avec déclaration au service des domaines, un registre spécial des autorisations d'opérations pétrolières où sont répertoriés tous les éléments relatifs aux autorisations de reconnaissance, contrats pétroliers, autorisations de recherche et autorisation d'exploitation d'hydrocarbures et toute autre autorisations.

- **la Société Nationale d'Opérations Pétrolières (PETROCI)** : dans le cadre des contrats de partage de production, PETROCI est partenaire des autres sociétés contractantes et partage avec ces dernières la part de la production d'hydrocarbures du contracteur après prélèvement du « cost oil ».

Par ailleurs, PETROCI, pour le compte de l'Etat est chargé de la commercialisation de la part d'hydrocarbures revenant à l'Etat. A ce titre PETROCI effectue les enlèvements de pétrole brut pour le compte de l'Etat et pour son propre compte, calcule le montant de l'impôt sur les Bénéfices Industriels et Commerciaux des différentes sociétés constituant les partenariats auxquels elle est associée, paye ledit montant à la Direction Générale des Impôts et d'une manière plus générale agit comme interface entre les sociétés pétrolières et l'Etat de Côte d'Ivoire. Par ailleurs PETROCI a également pour rôle de veiller à la continuité et la sûreté des approvisionnements de la Côte d'Ivoire en hydrocarbures et produits dérivés.

- **Les sociétés pétrolières** : elles effectuent des travaux de recherches et d'exploration de réserves d'hydrocarbures sur les blocs qui leur sont attribués et forment des partenariats avec PETROCI et d'autres sociétés pour l'exploitation.

Toutefois il importe de noter que les sociétés pétrolières opérant sous forme de partenariat sont représentées par un opérateur qui a la charge exclusive de la conduite des opérations conjointes. De ce fait il est, entre autre, tenu

- d'exécuter les opérations conformément aux clauses contractuelles ;
- d'acquérir les permis et autres droits en rapport avec la conduite des opérations conjointes ;
- de régler pour le compte conjoint, dans les délais légaux et contractuels, tous les paiements périodiques, redevances, impôts, honoraires et autres paiements concernant les opérations conjointes ;
- de représenter les autres partenaires auprès du Gouvernement.

4.3 Présentation succincte des différentes sociétés prises en compte dans le champ de la conciliation

4.3.1 La Société Nationale des Opérations Pétrolières (PETROCI)

PETROCI est une Société anonyme de droit ivoirien dont le siège social se trouve à Abidjan. C'est une société parapublique dont l'activité peut se résumer en la recherche et la production des Hydrocarbures, la production et la distribution de gaz, la distribution d'autres hydrocarbures. Le rôle de PETROCI dans le secteur des Hydrocarbures est présenté ci-dessus. PETROCI SA est une société détenue à 100% par l'Etat de Côte D'Ivoire. Cette société possède deux filiales :

- PETROCI OVERSEAS qui a été créée en 2002 ;
- PETROCI USA qui est une compagnie pétrolière de droit américain dont les activités sont exclusivement effectuées hors de Côte d'Ivoire.

4.3.2 FOXTROT International LDC

Foxtrot International LDC, anciennement dénommée APACHE Côte d'Ivoire est une succursale ivoirienne de FOXTROT International LDC. Elle agit en tant qu'opérateur sur le bloc CI 27 (champ FOXTROT) où elle est en partenariat avec la Société Nationale d'opérations pétrolières de la Côte d'Ivoire (PETROCI), SAUR ENERGIE Côte d'Ivoire (SECI) et la société ENERGIE de Côte d'Ivoire.

4.3.3 AFREN

Les activités de production de la société AFREN ont débuté en Côte d'Ivoire par le rachat de la société DEVON titulaire d'un contrat de partage de production sur le bloc CI 11. AFREN agit en tant qu'opérateur sur le champ Lion et Panthère en partenariat avec les sociétés suivantes IFC, SK Corporation et la Société Nationale d'opérations pétrolières de la Côte d'Ivoire (PETROCI).

4.3.4 Canadian National Resources Côte d'Ivoire

La société CNR a signé des contrats de partage de production sur les blocs CI 26 (champ Espoir) où elle agit en tant qu'opérateur dans le partenariat avec TULLOW OIL et la Société National d'opérations pétrolières de la Côte d'Ivoire (PETROCI), et CI 40 (champ BAOBAB) où il est opérateur du partenariat entre CNR, SVENSKA et la Société National d'opérations pétrolières de la Côte d'Ivoire (PETROCI).

5 METHODOLOGIE D'ENSEMBLE POUR LA MISE EN OEUVRE DE LA MISSION

La démarche que nous avons mise en œuvre repose sur notre compréhension des spécificités de la mission, des termes de référence et la connaissance du secteur pétrolier. Elle peut être résumée comme suit :

- prise de connaissance du secteur et cadrage de la mission ;
- définition des nomenclatures ;
- conception des tableaux types de collecte des données ;
- collecte des données financières et physiques auprès des compagnies pétrolières incluses dans le champ de conciliation, de la Société National d'Opérations Pétrolières de la Côte d'Ivoire (PETROCI) et des démembrements de l'Etat ;
- rapprochement des données financières et physiques transmises par les lesdites compagnies pétrolières, Petroci et les démembrements de l'Etat ;
- présentation d'un rapprochement entre les données de l'Etat, Petroci et des compagnies pétrolières incluses dans le champ de conciliation ;
- traitement des écarts éventuels identifiés ;
- documentation de la démarche ;
- constitution d'une base de données.
- Formation: le processus ITIE a été expliqué aux différentes compagnies pétrolières incluses dans le champ de conciliation ainsi qu'à l'Etat et ses démembrements, cette approche a pour but de familiariser ces différentes institutions au processus ITIE et facilitera les travaux de collecte et de réconciliation future.

5.1 *Méthodologie de collecte et de conciliation des données financières*

5.1.1 Collecte des données

Les flux financiers auxquels se rapporte l'étude sont les suivants :

- Les impôts BIC payés par PETROCI, pour le compte des partenaires, à la DGI pour le compte des sociétés pétrolières ;
- Les ventes faites à PETROCI pour satisfaire les besoins nationaux ;

- Les autres ventes d'hydrocarbures effectuées à PETROCI et n'entrant pas dans le cadre de celles sus mentionnées ;
- les bonus de signature ;
- les bonus de production ;
- les compensations financières effectuées par les sociétés pétrolières à l'occasion des échanges d'Hydrocarbures avec l'Etat.
- Les autres paiements effectués par les sociétés pétrolières à PETROCI ;
- Les avances faites par PETROCI à l'Etat ;
- Les dividendes versés annuellement à PETROCI
- Redevances.

Nous avons mis en œuvre les travaux suivants :

- vérification de la correcte appréhension des définitions par les compagnies pétrolières, et par l'Etat et ses démembrements (compréhension partagée) ;
- validation des formulaires conçus dans le cadre de la collecte des données financières par les compagnies pétrolières, PETROCI, les autres démembrements de l'Etat impliqués dans le processus, le Conseil National ITIE Côte d'Ivoire ;
- obtention des formulaires de réponse (fichiers électroniques et/ou documents physiques) renseignés, détaillant les flux financiers déclarés versés par les compagnies pétrolières ;
- obtention des formulaires de réponse renseignés, détaillant les flux financiers déclarés perçus par PETROCI, l'Etat et ses démembrements (Direction Générale des Impôts, Direction Générale du Trésor et de Comptabilité Publique, Banque Centrale des Etats de l'Afrique de l'Ouest) ;
- revue de la qualité des informations fournies dans les formulaires des réponses (fichiers électroniques et/ou documents physiques) détaillant les flux financiers déclarés versés par les compagnies et les démembrements de l'Etat. Cette revue ne sera effectuée qu'en cas d'écarts observés dans les déclarations des différentes parties. Elle portera sur la revue des quittances de paiement, et de toute preuve de paiement jugée nécessaire. Le contrôle systématique de toutes les déclarations n'est pas l'objet de notre mission ;
- revue de la qualité des informations fournies dans les formulaires des réponses détaillant les flux financiers et déclarés perçus PETROCI par rapprochement avec les données contenues dans les rapports financiers audités et certifiés de cette entité.

Toutefois, une attention particulière sera portée sur l'évaluation des flux d'avantages en nature pour lesquels un prix de référence est généralement utilisé. Ce prix sera comparé au prix contractuel utilisé pour la valorisation des avantages en nature.

La collecte des données porte sur les exercices 2006 et 2007.

5.1.2 Réconciliation des données financières

Les différents niveaux de réconciliation des données financières sont :

- le rapprochement entre les compagnies pétrolières incluses dans le champ de conciliation, et l'Etat y compris ses démembrements (PETROCI, DGI, DGTCP, BCEAO) ;
- le rapprochement entre la Société Nationale d'Opérations Pétrolières (PETROCI) et la Direction Générale des Impôts (DGI) ;
- le rapprochement entre la Direction Générale des Impôts (DGI) et la Direction Générale du Trésor et de la Comptabilité Publique ;
- le rapprochement entre la Société Nationale d'Opérations Pétrolières (PETROCI) et la Direction Générale du Trésor et de la Comptabilité Publique (DGTCP).

5.1.3 Traitement des écarts financiers

L'analyse et la justification des écarts consiste à :

- dégager les écarts éventuels ;
- soumettre ces écarts relevés à chaque partie déclarante sur les éléments les concernant pour analyse, explication et justification.
- documenter les situations pour lesquelles la réconciliation n'a pas été possible.

5.2 Méthodologie de collecte et de conciliation des données physiques

Comme mentionné supra, les hydrocarbures produits en Côte d'Ivoire comprennent principalement le gaz, le pétrole brut et le condensat.

Le gaz naturel se trouve dans ses propres dépôts – c'est-à-dire sans pétrole brut – et également dans les champs de pétrole brut. Le premier est connu sous le nom de « gaz non associé » tandis que le second est appelé, avec le pétrole brut, « gaz associé ».

La production de gaz effectués dans les champs de la Côte d'Ivoire permet une exploitation commerciale aussi bien du gaz non associé que du gaz associé.

Une bonne compréhension des flux des hydrocarbures est indispensable pour les raisons suivantes :

- elle permet de s'assurer que toute la production issue des permis a été incluse dans le rapport;
- elle garantit la clarté sur la nature des liquides mesurés à chaque point du processus. En particulier, les points de mesure conforme aux standards fiscaux peuvent être clairement identifiés et, de ce fait, présentent le processus de la correcte évaluation des produits vendus
- les niveaux de stock peuvent être un facteur important dans la réconciliation des flux de production. Il est important de comprendre les lieux de détention des stocks et les contrôles qui y sont effectués.

Par ailleurs pour comprendre les flux physiques entre les différents acteurs, il est important de clairement identifier les responsabilités et activités de la Société Nationale d'Opérations Pétrolières (PETROCI). PETROCI effectue un certain nombre d'activités comme partenaires lors de l'exploration et de l'exploitation pour son propre compte, et comme représentant de l'Etat dans la collecte des impôts, taxes etc. payés en nature par les sociétés pétrolières.

Les flux d'hydrocarbures des exercices 2006 et 2007 de la Côte d'Ivoire sont présentés ci-dessous.

5.2.1 Présentation des flux de gaz et condensat

Il existe deux champs produisant uniquement du gaz - gaz non associé. Il s'agit de :

CI-27 Foxtrot (Operateur:- Foxtrot)

CI-11 Lion & Panthère (Operateur:- Afren)

AFREN opère dans les installations de gaz du champ Lion, qui est situé sur le rivage d'Abidjan. Cette usine extrait du condensat (butane et gasoil) de gaz des blocs CI 11 (Lion & Panthère), CI -26 (Espoir) et CI-40 (Baobab).

Le gaz du champ Foxtrot est traité offshore, avec du condensat et du gaz onshore dans des pipelines différents.

5.2.2 Présentation des flux de pétrole brut

Il existe deux champs produisant le pétrole brut avec du gaz associé. Il s'agit de :

CI-26 Espoir (Operateur:- CNR)

CI-40 Baobab (Operateur :- CNR)

Dans les deux cas, le pétrole brut est traité après extraction pour enlever le sable et l'eau et est transféré pour être stocké dans un FPSO (Floating Production Storage and Offloading) jusqu'à ce qu'une quantité suffisante soit atteinte pour effectuer un enlèvement destiné à la vente. L'eau, et une petite quantité de gaz sont injectées dans les puits pour pressuriser le champ.

Les mesures des flux interviennent à différents niveaux:

- Le pétrole brut sec est mesuré au niveau des plateformes de production, après avoir enlevé l'eau et le gaz ;
- Le pétrole brut stocké est mesuré périodiquement ;
- Lors des transferts du stock vers le bateau ;

Le gaz qui n'a pas été réinjecté ou utilisé pour le fonctionnement des machines est transféré sur la terre ferme via des pipelines

Les mesures des volumes seront standardisées à 60 degrés F pour le pétrole Brut et à 15 degrés C et 1013 mb pour le gaz.

Les données API data ne seront pas collectées.

Tous les volumes devront être présentés comme volume net (après extraction d'eau et dégazification)

Les données devront provenir des différentes entités incluses dans le champ de la conciliation et ne seront pas auditées.

La solde indiquera si le montant enregistré par PETROCI est conforme au montant que l'opérateur et le partenariat considère devant revenir à PETROCI.

Les différences éventuelles issues de la réconciliation seront présentées.

Les données sont requises sur une base mensuelle pour faciliter l'analyse des différences qui pourront survenir, avec le détail de chaque enlèvement.

Les données seront comparées à celles présentées dans les états financiers audités des compagnies et relative à :

- les quantités totales produites
- les quantités allouées à PETROCI.

5.2.3 Méthodologie de collecte et de conciliation des volumes

Une rencontre avec le personnel de PETROCI et des sociétés pétrolières nous a permis d'avoir un aperçu des flux physique d'hydrocarbures.

Pour produire un bilan physique, les informations seront collectées sur les flux de brut en commençant par la production stockée de chaque champ et en terminant par les enlèvements de brut des plateformes. Pour le gaz et le condensat, nous collecterons les données sur la production, l'utilisation, la vente et les transferts de ces différents hydrocarbures.

Les volumes obtenus des sociétés impliquées dans les opérations pétrolières seront comparés à ceux publiés dans les comptes audités des entités concernées et ceux reportés par l'Etat. Le calcul de la production attribuable à l'Etat devra être conforme aux informations de la Petroci.

5.2.4 Traitement des écarts de volume

L'analyse et la justification des écarts comportent les étapes suivantes :

- présentation d'écarts éventuels ;
- soumission des écarts relevés à chaque partie sur les éléments le concernant pour analyse, explication et justification ;
- soumission des écarts non expliqués et non justifiés au Secrétariat Technique pour disposition à prendre ;

- conclusion sur le rapprochement entre les quantités déclarées par les sociétés pétrolières incluses dans le champ, et par PETROCI et les démembrements de l'Etat

5.3 Certifications des données déclarées

Les différentes données déclarées par les sociétés pétrolières devront faire l'objet d'une certification de la Direction Générale de ces sociétés et éventuellement par leurs auditeurs. De même, une certification sera requise de chaque démembrement de l'Etat ayant effectué une déclaration.

Cette dernière a pour but de définir les responsabilités des données obtenues des différentes parties. En effet l'étude ne constituant pas un audit, **les données déclarées par les différentes parties relèvent de la responsabilité de chacune des parties déclarantes.**

5.4 Constitution d'une data room

Les travaux suivants seront mis en œuvre :

- conception d'une base des données collectées pour les paiements et pour les encaissements pour chaque compagnie par contrat, par type de revenus et d'impôts et par mois. La base de données sera élaborée à partir d'un tableau sur tableur EXCEL comprenant : la nature des opérations, le document support qui soutient les opérations, l'émetteur du document et les commentaires éventuels. Cette base de données sera renseignée au fur et à mesure de la collecte de la documentation par origine ;
- renseignement du tableau à l'aide de tous les documents et informations reçus des acteurs des secteurs concernés.

5.5 Documentation de la démarche

La documentation de la démarche consistera, aussi bien pour les entreprises extractives que pour l'Etat et ses démembrements à :

- définir les points de contacts dans chacune des entités incluses dans le champ de réconciliation ;
- établir la destination de chacun des flux ;
- proposer les délais dans lesquels les données devraient être disponibles ;
- fournir des explications en cas de tableaux non remplis ;
- présenter les problèmes particuliers rencontrés lors de la mise en œuvre de la mission ainsi que les méthodes utilisées pour les résoudre ;
- présenter de manière détaillée les situations dans lesquelles la réconciliation n'a pas été possible et les voies et moyens utiliser pour parvenir à des solutions ;
- présenter toute information jugée pertinente.

5.6 *Recommandations sur le dispositif à mettre en place pour assurer la collecte et la réconciliation des chiffres sur une base régulière*

Ces recommandations porteront notamment sur :

- la périodicité recommandée pour la mise en œuvre de la collecte et de la réconciliation des données financiers et physiques ;
- la méthodologie d'ensemble à utiliser pour la mise en œuvre la collecte et de la réconciliation des données financiers et physiques ;
- la taille et les profils de l'équipe à mettre en place pour conduire cette mission ;
- les moyens nécessaires pour la conduite de la mission ;
- les contrôles de qualité à mettre en place de façon à assurer la crédibilité du processus.

6 RAPPEL DE LA NOMENCLATURE DES DIFFERENTES DONNEES DEVANT ETRE RECONCILIEES

6.1 *Appropriation et validation des définitions comptables et financières*

Les définitions comptables et financières des revenus relèvent de la seule responsabilité du Conseil National ITIE Côte d'Ivoire. Il nous appartient de nous assurer qu'elles sont conformes au Livre source, à la réglementation en vigueur et sont acceptées par toutes les parties. Nous proposons ci-après une définition pour les principaux revenus considérés ; elles doivent être validées par le CN-ITIE.

6.1.1 Droits fixes

Les demandes d'attribution, de renouvellement, de cession, de transmission ou de renonciation de contrats pétroliers et des autorisations en dérivant sont soumises au paiement de droits fixes dont les montants et modalités de règlement sont déterminés dans le cadre de la loi de Finances.

6.1.2 Redevance superficielle annuelle

C'est une taxe annuelle supporté par les titulaires de contrats pétroliers dont le montant et les modalités de règlement devraient être précisés dans ledit contrat.

6.1.3 Bonus de signature

Prime versée à l'Etat à la conclusion d'un contrat pétrolier.

6.1.4 Bonus de production

Prime versée à l'Etat en fonction des quantités d'hydrocarbure produites.

6.1.5 Prélèvement pétrolier additionnel

C'est un prélèvement calculé sur les bénéfices des opérations pétrolières expressément prévu dans un contrat de concession et dont les modalités sont définies dans ledit contrat.

6.1.6 Impôt direct sur les Bénéfices Industriels et Commerciaux

L'impôt sur les sociétés est dû à raison des bénéfices nets qu'ils retirent de l'ensemble de leurs activités de recherche et d'exploitation d'hydrocarbures sur le territoire de la République de Côte d'Ivoire, sa mer territoriale, sa zone économique exclusive et son plateau continental, transport inclus, qu'ils se livrent seuls ou en association avec d'autres entreprises.

Le contrat pétrolier peut prévoir un paiement en devises étrangères ou en nature de l'impôt sur les BIC.

6.1.7 Les ventes effectuées à la Société Nationale d'Opérations Pétrolières pour satisfaire les besoins nationaux

Il s'agit de mise à disposition à l'Etat, par le contracteur, d'un pourcentage de sa production pour satisfaire les besoins nationaux en hydrocarbures. Dans le cadre de cette opération, l'Etat de Côte d'Ivoire est représenté par la Société Nationale d'Opérations Pétrolières (PETROCI).

Il importe de noter que le prix pratiqué dans le cadre de cette vente est inférieur au prix du marché. La différence entre ce prix réduit et le prix du marché est prévue dans les contrats de partage de production comme participant à la satisfaction des besoins nationaux.

6.1.8 Frais de formation

Il s'agit des frais de formation payés par l'Opérateur au profit des nationaux qui s'entendent de toute personne ayant la nationalité ivoirienne et étant employée par l'Opérateur, par le représentant du Gouvernement ou par PETROCI, ceci conformément au contrat de partage de production qui les définit.

7 DONNEES FINANCIERES AGREGES

7.1 Tableau récapitulatif des écarts entre les paiements déclarés effectués par les compagnies pétrolières et les encaissements déclarés reçus par l'Etat et ses démembrements

La synthèse du rapprochement des données financières se décline comme suit entre les sociétés pétrolières prises en compte dans le champ de conciliation et l'Etat et ses démembrements.

<i>En milliers de USD</i>			
Libellé	Total	2006	2007
Déclarations des compagnies pétrolières			
Valeur de la part de PETROCI (GAZ)	102 066,29	51 966,15	50 100,14
Compensations financières aux titres du swap entre pétrole brut et gaz	0,00	0,00	0,00
Valeur des ventes à PETROCI au titre des DMO gaz	5 898,44	2 964,90	2 933,54
Valeur des ventes à PETROCI au titre des DMO Pétrole	1 194,58	665,38	529,20
Valeur des autres ventes de GAZ à PETROCI	6 593,44	2 648,47	3 944,97
Valeur des autres ventes de pétrole à PETROCI	0,00	0,00	0,00
Bonus de Signature versés à la DGI	0,00	0,00	0,00
Bonus de production versé à la DGI	4 500,00	0,00	4 500,00
TOTAL (1)	120 252,75	58 244,90	62 007,85

Déclaration de l'Etat et ses démembrements	Total	2006	2007
Valeur de la part de PETROCI (GAZ)	115 231,34	55 627,77	59 603,57
Compensations financières aux titres du swap entre pétrole brut et gaz	2 971,28	1 630,07	1 341,21
Valeur des ventes à PETROCI au titre des DMO gaz	7 202,67	3 505,97	3 696,70
Valeur des ventes à PETROCI au titre des DMO Pétrole	35 957,89	12 233,33	23 724,56
Valeur des autres ventes à PETROCI	0,00	0,00	0,00
Valeur des autres ventes de pétrole à PETROCI	0,00	0,00	0,00
Bonus de Signature reçus par la DGI	0,00	0,00	0,00
Bonus de production reçus par la DGI	4 670,88	0,00	4 670,88
TOTAL (2)	166 034,05	72 997,14	93 036,91

Ecart par nature de revenu (1) - (2)	Total	2006	2007
Valeur de la part de PETROCI (GAZ)	-13 165,05	-3 661,62	-9 503,43
Compensations financières aux titres des swaps entre pétrole brut et gaz	-2 971,28	-1 630,07	-1 341,21
Valeur des ventes à PETROCI au titre des DMO gaz	-1 304,23	-541,07	-763,16
Valeur des ventes à PETROCI au titre des DMO Pétrole	-34 763,31	-11 567,95	-23 195,36
Valeur des autres ventes à PETROCI	6 593,44	2 648,47	3 944,97
Valeur des autres ventes de pétrole à PETROCI	0,00	0,00	0,00
Bonus de Signature	0,00	0,00	0,00
Bonus de production	-170,88	0,00	-170,88
Ecart Global entre les compagnies et PETROCI	-45 781,30	-14 752,24	-31 029,06

Il convient de noter que les déclarations reçues de CNR ne présentent pas la valorisation des quantités de Gaz revenant à PETROCI.

7.1.1 Rapprochement entre les compagnies pétrolières et PETROCI

<i>En milliers de USD</i>			
Libellé	Total	2006	2007
Déclarations des compagnies pétrolières			
Valeur de la part de PETROCI (GAZ)	102 066,29	51 966,15	50 100,14
Compensations financières aux titres des swaps entre pétrole brut et gaz	0,00	0,00	0,00
Valeur des ventes à PETROCI au titre des DMO gaz	5 898,44	2 964,90	2 933,54
Valeur des ventes à PETROCI au titre des DMO Pétrole	1 194,58	665,38	529,20
Valeur des autres ventes de GAZ à PETROCI	6 593,44	2 648,47	3 944,97
Valeur des autres ventes de pétrole à PETROCI	0,00	0,00	0,00
TOTAL (1)	115 752,75	58 244,90	57 507,85

	Total	2006	2007
Déclaration de l'Etat et ses démembrements			
Valeur de la part de PETROCI (GAZ)	115 231,34	55 627,77	59 603,57
Compensations financières aux titres des swaps entre pétrole brut et gaz	2 971,28	1 630,07	1 341,21
Valeur des ventes à PETROCI au titre des DMO gaz	7 202,67	3 505,97	3 696,70
Valeur des ventes à PETROCI au titre des DMO Pétrole	35 957,89	12 233,33	23 724,56
Valeur des autres ventes à PETROCI	0,00	0,00	0,00
Valeur des autres ventes de pétrole à PETROCI	0,00	0,00	0,00
TOTAL (2)	161 363,17	72 997,14	88 366,04

	Total	2006	2007
Ecart par nature de revenu (1) - (2)			
Valeur de la part de PETROCI (GAZ)	-13 165,05	-3 661,62	-9 503,43
Compensations financières aux titres des swaps entre pétrole brut et gaz	-2 971,28	-1 630,07	-1 341,21
Valeur des ventes à PETROCI au titre des DMO gaz	-1 304,23	-541,07	-763,16
Valeur des ventes à PETROCI au titre des DMO Pétrole	-34 763,31	-11 567,95	-23 195,36
Valeur des autres ventes à PETROCI	6 593,44	2 648,47	3 944,97
Valeur des autres ventes de pétrole à PETROCI	0,00	0,00	0,00
Ecart Global entre les compagnies et PETROCI	-45 610,42	-14 752,24	-30 858,18

7.1.2 Rapprochement entre les compagnies pétrolières et la Direction Générale des Impôts

En milliers USD

Libellé	Total	2006	2007
Déclarations Compagnies			
Bonus de Signature à la DGI	0,00	0,00	0,00
Bonus de Production à la DGI	4 500,00	0,00	4 500,00
TOTAL (1)	4 500,00	0,00	4 500,00

Déclarations DGI	Total	2006	2007
Bonus de Signature par la DGI	0,00	0,00	0,00
Bonus de Production par la DGI	4 670,88	0,00	4 670,88
TOTAL (2)	4 670,88		7 218,78

Ecart par nature de revenus (1) - (2)	Total	2006	2007
Bonus de Signature par la DGI	0,00	0,00	0,00
Bonus de Production par la DGI	-170,88	0,00	-170,88
Ecart global entre les compagnies pétrolières et le DGI	-170,88	0,00	-170,88

Il importe cependant de noter que les données de la Direction Générale des Impôts ont été requises en dollars US et en FCFA. Toutefois, elles ont été déclarées uniquement en FCFA. La conversion en dollars, pour effectuer la comparaison avec les déclarations des compagnies pétrolières, s'est faite au taux moyen annuel de 2006 et 2007 (obtenu sur la page Internet : http://www.developpement-durable.gouv.fr/energie/petrole/textes/se_dollar2.htm).

Les taux utilisés sont les suivants :

	Taux dollar – Euro	Taux dollar - XOF
Taux moyen annuel dollar - Euro 2006	1,25567	522,3960117
Taux moyen annuel dollar - Euro 2007	1,37064	478,577161

7.1.3 Tableau récapitulatif des écarts entre les paiements déclarés effectués par PETROCI à la DGI et les revenus déclarés reçus par la DGI

Ces paiements portent exclusivement sur le montant de l'impôt sur les Bénéfices Industriels et Commerciaux et sur le montant de la redevance proportionnelle à la production calculée par PETROCI pour le compte des sociétés pétrolières.

En milliers USD

Libellé	Total	2006	2007
Paiements PETROCI			
Impôt BIC + Redevance TOTAL (1)	563 835,85	156 870,86	406 964,99

Encaissements DGI	Total	2006	2007
Impôts BIC	281 869,08	78 639,57	203 229,51
redevance proportionnelle à la production	278 253,22	75 021,63	203 231,60
TOTAL (2)	560 122,31	153 661,20	406 461,10

Ecart par nature de revenus (1) - (2)	Total	2006	2007
Ecart global entre PETROCI et la DGI	3 713,55	3 209,66	503,89

Les données déclarées par PETROCI présentent l'impôt BIC et la redevance de manière globale. Ces dernières, aussi bien que celles de la DGI, ont été requises en dollars US et en FCFA mais ont été effectuées uniquement en FCFA. La conversion en dollar a été effectuée aux taux sus mentionnés.

7.1.4 Tableau récapitulatif des écarts entre les paiements déclarés effectués par la DGI à la DGTCP et les revenus déclarés reçus par la DGTCP

Les revenus considérés sont la redevance proportionnelle à la production, l'impôt sur les BIC, le bonus de signature, le bonus de production.

En milliers USD

Libellé	Total	2006	2007
Déclarations DGI			
Impôts BIC	281 869,08	78 639,57	203 229,51
redevance proportionnelle à la production	278 253,22	75 021,63	203 231,60
Total Impôts BIC + redevance	560 122,31	153 661,20	406 461,10
Bonus de signature	0,00	0,00	0,00
Bonus de production	4 670,88	0,00	4 670,88
TOTAL (1)	564 793,19	153 661,20	411 131,98

Déclarations DGTCP	Total	2006	2007
Total Impôts BIC + redevance	699 135,94	157 160,46	541 975,48
Bonus de signature	6 416,28	6 416,28	
Bonus de production	7 218,78	0,00	7 218,78
TOTAL (2)	712 771,00	163 576,74	549 194,26

Ecart par nature de revenus (1) - (2)	Total	2006	2007
Ecart sur total Impôt BIC + redevance	-139 013,64	-3 499,25	-135 514,38
Ecart sur Bonus de signature	-6 416,28	-6 416,28	0,00
Ecart sur Bonus de production	-2 547,90	0,00	-2 547,90
Ecart global entre la DGI et la DGTCP	-147 977,82	-9 915,53	-138 062,28

Les déclarations de la DGI et la DGTCP ayant été effectuées en FCFA, bien qu'elles aient été requises aussi bien en dollars US qu'en FCFA, la conversion en dollar a été effectuée aux taux sus mentionnés.

Par ailleurs, les données de la DGTCP étaient présentées de manière globale, sans distinction entre l'impôt BIC et la redevance.

7.1.5 Tableau récapitulatif des écarts entre les paiements déclarés effectués par PETROCI à la DGTCP et les revenus déclarés reçus par la DGTCP

Ce rapprochement porte sur l'impôt BIC, la redevance proportionnelle à la production, les dividendes versés à l'Etat par PETROCI et les avances de trésorerie effectuées par PETROCI à l'Etat.

➤ **Impôts BIC et redevance proportionnelle à la production**

En milliers USD

Libellé	Total	2006	2007
Déclarations PETROCI			
Impôts BIC + redevance	563 835,85	156 870,86	406 964,99
Déclarations DGTCP			
Impôts BIC + redevance	699 135,94	157 160,46	541 975,48
Ecart par nature de revenus (1) - (2)			
Ecart global entre la PETROCI et la DGTCP	-135 300,09	-289,60	-135 010,49

➤ **Dividendes de PETROCI et avances de trésorerie**

En milliers USD

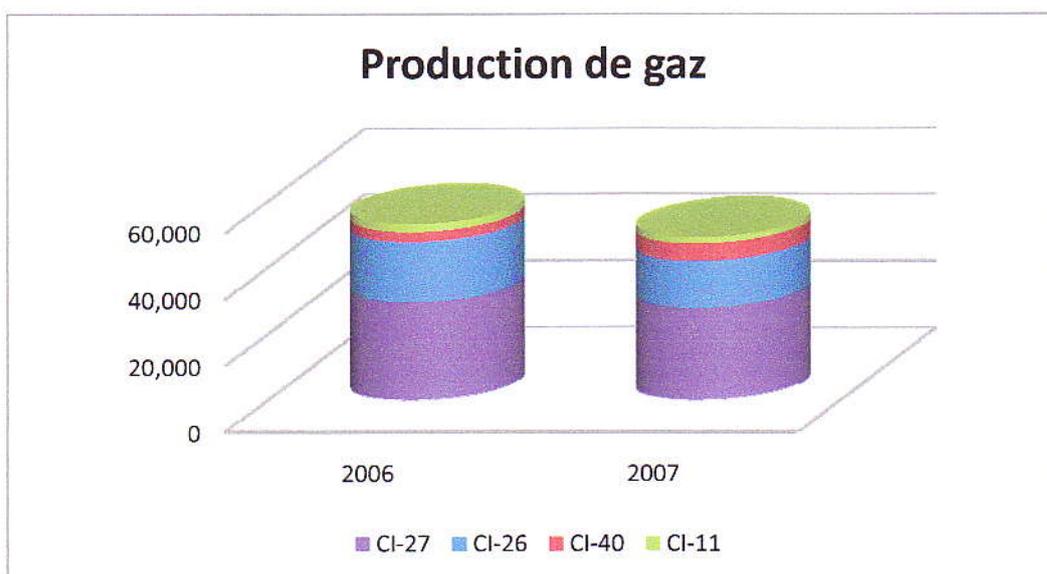
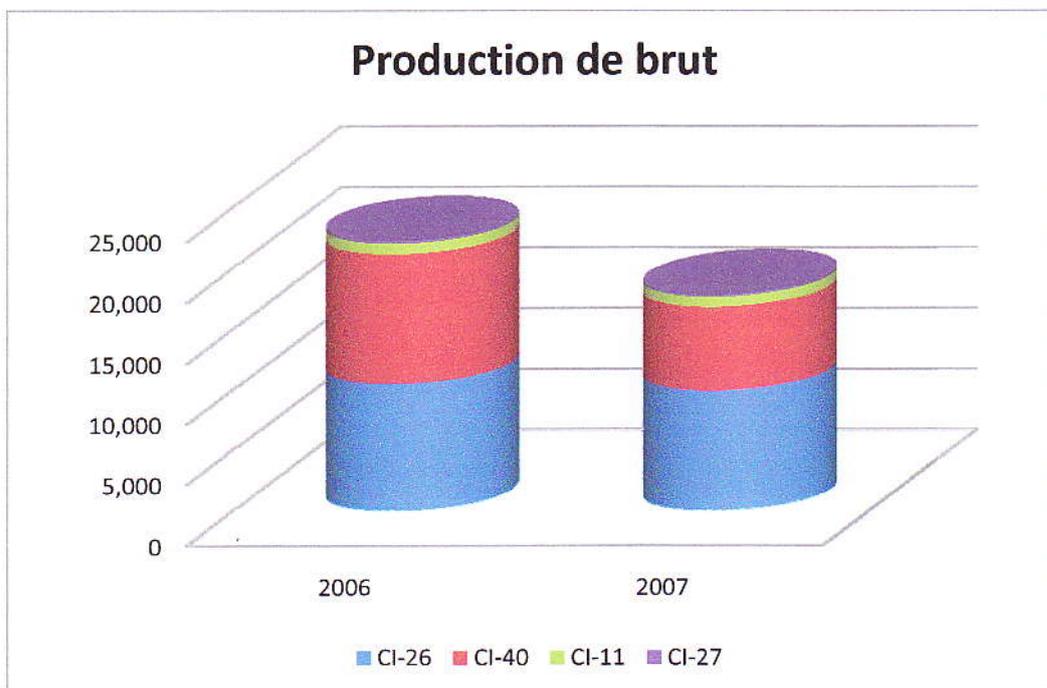
Libellé	Total	2006	2007
Déclarations PETROCI			
Dividendes	44 917,97	11 485,54	33 432,44
Avances de Trésorerie	0,00	0,00	0,00
TOTAL (1)	44 917,97	11 485,54	33 432,44
Déclarations DGTCP			
Dividendes	39 903,11	11 485,54	28 417,57
Avances de Trésorerie	0,00	0,00	0,00
TOTAL (2)	39 903,11	11 485,54	28 417,57
Ecart par nature de revenus (1) - (2)			
Dividendes	5 014,87	0,00	5 014,87
Avances de Trésorerie	0,00	0,00	0,00
Ecart global	5 014,87	0,00	5 014,87

Les déclarations de la PETROCI et le DGTCP ont été requises en dollars US et en FCFA, mais elles ont été effectuées uniquement en FCFA. La conversion en dollar a été effectuée aux taux sus mentionnés.

8 DONNEES PHYSIQUES

8.1 Production totale

Les volumes déclarés montrent que la production de brut et de gaz a baissé au courant de la période, passant de 22.1 millions de barils en 2006 à 17.5 millions de barils en 2007 pour le brut ; et passant de 52,925 milliards pieds cubes en 2006 à 48,765 milliards en 2007 pour le gaz.



8.2 Variation de la production totale au cours de la période

Les mouvements de la production totale de brut se présentent comme sur la période d'étude :

En milliers de barils

	TOTAL	2006	2007
Stock d'ouverture	2,276.2	1,034.4	1,241.8
Production	39,745.2	22,158.5	17,586.7
Enlèvements	39,898.7	21,951.2	17,947.5
Stock de clôture	2,122.7	1,241.8	880.9

8.3 Rapprochement des volumes entre la Petroci et les compagnies pétrolières

Le rapprochement entre les quantités déclarées par Petroci pour la production et les enlèvements de brut et la production de gaz et les quantités globales déclarées par les compagnies se présente comme suit :-

Production de brut En millions de barils

	TOTAL	2006	2007
Déclaration Petroci	39.66	22.13	17.53
Déclaration compagnies	39.75	22.16	17.59
Différence	-0.09	-0.03	-0.06

Enlèvements de brut En millions de barils

	TOTAL	2006	2007
Déclaration Petroci	39.86	22.09	17.77
Déclaration compagnies	39.90	21.95	17.95
Différence	-0.04	0.14	-0.18

Production de gaz BTU

	TOTAL	2006	2007
Déclaration Petroci	111.16	57.95	53.21

Millions de pieds cubes

	TOTAL	2006	2007
Déclaration compagnies	101.69	52.92	48.77

9 DIFFICULTES RENCONTREES DANS LA MISE EN ŒUVRE DE LA MISSION ET RECOMMANDATIONS SUR LE DISPOSITIF A METTRE EN PLACE POUR LES COLLECTES ET RECONCILIATIONS FUTURES

9.1 Difficultés rencontrées dans la mise en œuvre de la mission

9.1.1 Retard dans le retour des tableaux de collecte et autres informations

Suivant le planning fixé par le CN-ITIE, les entités concernées disposaient de deux semaines pour remplir les tableaux de collecte et les retourner au Conciliateur.

Aucune des entités concernées n'a retourné les informations dans le délai imparti. Les détails des dates auxquelles les tableaux de collecte ont été retournés au Conciliateur sont présentés dans l'annexe 3

Au 30 Octobre 2009, la date butoir pour la soumission des dernières informations à inclure dans ce rapport, certaines des entités concernées, n'avaient pas retourné les tableaux de collecte et autres informations en rapport avec cet exercice requises par le Conciliateur (voir Annexe 3).

Le Secrétariat Technique a collecté des informations supplémentaires de Petroci et de la DGTCP et nous les a communiqué en fin du mois de novembre et au début du mois de décembre. Nous avons utilisé ces informations lors de la production de l'état des flux du présent rapport. Toutefois, nous n'avons pas obtenu la confirmation directe de ces données par les entités concernées, ni obtenu des explications sur les raisons justifiant la non publication initiale de ces données. De même, nous n'avons pas obtenu de commentaires sur la différence entre ces dernières et les données initialement transmises par les sociétés.

9.1.2 Non utilisation par certains acteurs des modèles de déclaration adoptés par le CN-ITIE

Les modèles de déclaration avaient été envoyés sous format protégé afin de préserver l'intégrité des informations fournies par les entités couvertes et garantir la cohérence entre les compagnies pour des raisons d'agrégation et de rapprochement.

Il y eu des requêtes de certaines compagnies pour de petites modifications aux formats des modèles afin de permettre de fournir des informations complètes et significatives et, le cas échéant, des changements ont été effectués sur les modèles.

Dans d'autres cas, les modèles de déclaration n'ont pas été renseignés par l'entité couverte, laquelle a retourné les données dans un format imaginé à la place par elle.

9.1.3 Renseignements inexacts dans les tableaux

Le niveau de soin mis dans la fourniture des informations a varié selon les Entités Couvertes.

Il y eut des cas où une entité n'était pas sûre d'avoir renseigné correctement les tableaux de données mais ces cas ont été résolus soit avant que les tableaux aient été retournés par le Conciliateur, soit immédiatement après que les données aient été reçues.

Toutefois, certains tableaux comportaient des erreurs basiques visibles après examen rapide – par exemple, omission d'informations sur certaines parties de la période sous revue. Ceci indiquait une revue insuffisante

effectuée par l'entité couverte afin de s'assurer que l'information fournie par elle était adaptée à l'objectif et cohérente avec ses registres.

10 RECOMMANDATIONS SUR LE DISPOSITIF A METTRE EN PLACE POUR LA POURSUITE DE L'ITIE

10.1 La périodicité recommandée

Sur la base de l'expérience acquise, du nombre important d'intervenants et compte tenu de la longueur du processus allant de la collecte à la conciliation des données, les déclarations ITIE peuvent être préparées tous les ans pendant cette phase de démarrage et d'appropriation de la démarche.

La date de publication du rapport ITIE pour les exercices à venir pourrait être fixée au 30 juin de chaque année.

Ayant établi les bases de réalisation de l'examen des informations dans le cadre de l'ITIE avec un nombre limité de compagnies, nous recommandons que le travail soit élargi dans le futur afin d'inclure toutes les compagnies du secteur pétrolier et toutes les compagnies du secteur minier.

10.2 Dates de disponibilité des données

Intitulé	Date de disponibilité des données	Date d'envoi des modèles de déclaration au Comité
Compagnies pétrolières	Au plus tard le 31 mars N+1 en même temps que les déclarations statistiques et fiscales	05 avril N+1
Petroci Holdings SA et ses filiales et associées	Au plus tard le 31 mars N+1 en même temps que les déclarations statistiques et fiscales	05 avril N+1
Ministère des Mines et de l'Energie	Au plus tard le 31 mars N+1	05 avril N+1
Direction Générale des Impôts	1 ^{er} avril N+1	05 avril N+1
Direction Générale du Trésor et Comptabilité Publique	1 ^{er} avril N+2	5 avril N+1

10.3 Les grandes lignes de la méthode à utiliser

Au plan de la collecte et la conciliation des données dans le cadre de l'ITIE, les travaux à mettre en œuvre doivent comporter toutes les phases détaillées dans la méthodologie qui a été définie par le Conciliateur et retenue par le Comité National et de mise en œuvre de l'ITIE.

Les grandes lignes de la démarche à mettre en œuvre dans le cadre des conciliations futures sont ainsi détaillées :

10.3.1 Organisation et lancement de la mission

La démarche suivante pourrait être adoptée :

- Réunion de préparation par le Comité technique,
- Constitution de l'équipe chargée de l'étude ITIE,
- Elaboration du budget et du planning d'intervention,
- Réunion de lancement de la mission par le Comité de suivi pour le lancement.

10.3.2 Orientation de la mission

L'orientation de la mission pourrait consister à :

- la mise à jour de la compréhension du secteur : cadre législatif, réglementaire, fiscal et contractuel,
- la revue du Livre source ITIE pour s'assurer des améliorations à intégrer,
- la revue des travaux menés dans les autres pays,
- la discussion sur la méthode de rapprochement à mettre en œuvre,
- fixation d'un seuil de matérialité des écarts,
- la discussion sur les critères de sélection des revenus considérés et des compagnies pétrolières à prendre en compte,
- la revue de l'exhaustivité et des définitions des revenus pétroliers existants pour l'Etat et ses démembrements et du périmètre des compagnies pétrolières,
- une revue de tout changement dans la répartition de la production, des infrastructures de pipeline, de points de transferts etc.
- la préparation et la transmission de l'accord de confidentialité aux parties prenantes de l'ITIE.
- l'actualisation des guides d'entretiens à mettre en œuvre ;
- l'actualisation des formulaires de réponse détaillant les flux financiers et physiques déclarés versés par les industries extractives ;
- l'actualisation des formulaires de réponse détaillant les flux financiers et physiques déclarés perçus par l'Etat et ses démembrements.

10.3.3 Phase de collecte des données

Nous recommandons, au cours de cette phase, de procéder à la mise en œuvre des diligences ci-après :

- transmission des formulaires (fichiers physiques et électroniques) aux compagnies pour renseignement ;
- Collecte des réponses des compagnies pétrolières et des organismes collecteurs.

- vérification de la qualité des informations fournies dans les formulaires des réponses détaillant les flux déclarés versés par les compagnies extractives par rapprochement avec les données contenues dans les rapports financiers audités et certifiés ;
- vérification de la qualité des informations fournies dans les formulaires des réponses détaillant les flux déclarés perçus par la PETROCI par rapprochement avec les données contenues dans les rapports financiers audités et certifiés.

Les formats de reporting étant définitivement adoptés, ces tableaux pourraient être remplis systématiquement au moment de l'élaboration de la Déclaration Statistique et Fiscale (DSF). Les données fournies dans les tableaux de reporting seront soumises aux commissaires aux comptes en même temps que la DSF pour validation.

10.3.4 Réconciliation des données et traitement des écarts

Nous recommandons la mise en œuvre des diligences ci-après :

- réconciliation entre les paiements déclarés par les compagnies extractives et les encaissements fournis par la PETROCI, la DGTCP, la DGI et les autres démembrements de l'Etat,
- identification des écarts de rapprochements,
- analyse des écarts réconciliés,
- soumission des écarts relevés à chaque partie pour les éléments la concernant pour analyse, explication et justification,
- conclusion sur le rapprochement entre les paiements effectués des compagnies extractives et les encaissements déclarés par l'Etat, la PETROCI et les démembrements de l'Etat sur la base d'un seuil de matérialité et après avis du Comité de Suivi et du Secrétariat Technique.

10.4 Compilation des données et rédaction des rapports

Les travaux suivants devraient être mis en œuvre au cours de cette phase :

- préparation des projets de rapports de conciliation (rapport détaillé et rapport agrégé),
- rédaction d'un projet de rapport de conciliation ITIE en liaison avec le Conseil National,
- synthèse et rédaction d'un rapport destiné au public (rapport agrégé) et un rapport détaillé destiné au Conseil National.

10.4.1 Crédibilité des données

La crédibilité du processus ITIE passe par la crédibilité des données déclarées par les compagnies pétrolières et par l'Etat. Suivant les recommandations et les principes de l'ITIE, les paiements déclarés par les compagnies pétrolières et les revenus collectés par l'Etat et ses démembrements doivent faire l'objet d'audit. Les données seront considérées comme crédibles si elles ont fait l'objet de certification par un professionnel indépendant.

Aussi, il pourrait être demandé aux commissaires aux comptes des compagnies pétrolières et de la Petroci de produire aux fins de l'ITIE, un avis selon lequel les chiffres déclarés dans le cadre de l'ITIE sont fiables.

10.4.2 Disponibilité des données

Afin de garantir la disponibilité des chiffres et des volumes à bonne date, il est important que le Comité National de l'ITIE mette en place une procédure de reporting et une organisation détaillant les dates limites de production et de remontée de l'information comptable qui prenne en compte, de manière détaillée et suivant une séquence logique tous les travaux à réaliser dans le cadre de la conciliation, ainsi que tous les documents à recevoir des différents services opérationnels et des tiers. Ce programme devrait faire l'objet de réunions avec les parties prenantes pour leur préciser ce qui est attendu d'eux et les sensibiliser sur l'importance du respect des délais.

10.4.3 Principes de comptabilité

La déclaration doit se faire en employant la méthode de comptabilité de caisse pour permettre de comparer les informations données par les compagnies pétrolières à celles données par l'Etat.

La date de paiement est jugée être la date à laquelle le compte bancaire du payeur est débité et les paiements versés dans les limites d'une période donnée doivent être déclarés pour la période en question.

Les encaissements doivent être traités comme étant encaissés à la date à laquelle le compte bancaire du destinataire est crédité et doivent être déclarés pendant la période d'encaissement en question.

Par conséquent, les supports justificatifs de ces opérations servant de documentation financière et comptable doivent être constitués des quittances de paiement, des ordres de virement, des copies de chèque, des avis d'opérations bancaires (au niveau des compagnies pétrolières) et des doubles de quittance, les avis d'opération, les copies de chèques (au niveau de l'Etat et ses démembrements).

10.4.4 Devise de la déclaration

Selon les Règles de l'ITIE, la devise de déclaration de tous les avantages dérivés en liquide est le dollar américain (US\$). La principale raison du choix de l'US\$ comme devise de déclaration tient au fait que dans la majorité des cas, les ressources naturelles en voie d'épuisement comprises dans l'étendue de la déclaration sont négociées en ayant un prix coté libellé en US\$.

Nous recommandons donc au Comité National de l'ITIE d'adopter le dollar américain comme devise de déclaration.

Les transactions doivent être exprimées en dollar US au taux de change approprié. Généralement, ce taux pourrait être une moyenne des taux de change applicables au moment de la transaction.

Le fait de fixer le dollar américain comme devise de déclaration permettra de rendre les informations plus pertinentes pour un large éventail d'utilisateurs potentiels (en accord avec les principes de déclaration).

10.4.5 La taille et les profils de l'équipe à mettre en place pour les études futures

Pour assurer la collecte et la réconciliation des chiffres et des volumes, l'équipe à mettre en place doit comprendre des personnes présentant les profils ci-dessous :

- un expert en fiscalité pétrolière (et minière, si applicable) ;

- un expert en comptabilité des opérations pétrolières (et minière, si applicable) ;
- un expert en reporting financier des compagnies pétrolières (et minière, si applicable) ;
- un spécialiste en comptabilité publique ;
- un ingénieur en informatique ;
- un statisticien ;
- un juriste ;
- un ingénieur en pétrochimie.

La coordination des travaux sera assurée par le secrétariat technique de l'ITIE qui pourrait mettre une assistante à la disposition de l'équipe.

Au plan du renforcement des capacités nécessaires à la poursuite du processus de l'ITIE, il conviendrait de mettre en place un véritable plan de formation en vue de garantir une maîtrise des concepts utilisés notamment par la réalisation d'ateliers de formation pour les représentants des parties prenantes comprennent les thèmes sur l'économie pétrolière (et minière, si applicable) et la comptabilité publique au Cote d'Ivoire.

Les axes d'intervention peuvent être les suivants :

- le renforcement des capacités techniques des organisations de la société civile pour une plus grande efficacité de leur rôle ;
- le renforcement des capacités techniques des parties déclarantes en vue d'une meilleure analyse des modèles de déclarations des données ;
- le renforcement des capacités logistiques de l'Etat et ses démembrements pour une efficacité des systèmes d'exécution ;
- le renforcement des capacités de l'Etat et ses démembrements en vue d'une meilleure coordination des actions ;
- le renforcement des connaissances techniques permettant de comprendre les revenus des industries pétrolières et minières, les bases de la fiscalité du secteur extractif, les rôles et les responsabilités.