

REPUBLIQUE DU CONGO

**COMITE EXECUTIF DE MISE EN OEUVRE DE L'INITIATIVE SUR
LA TRANSPARENCE DES INDUSTRIES EXTRACTIVES
(ITIE)**

**RAPPORT DU CONCILIATEUR INDEPENDANT
SUR LES RECETTES PETROLIERES
DE LA REPUBLIQUE DU CONGO
EN 2004-2005-2006**

GHELBER & GOURDON
Avocats au barreau de Paris

22 Bd Flandrin - 5116 PARIS
Tel. : 00 (33) 01 45 03 35 35 - Fax. : 00 (33) 01 45 03 28 00
xghelber@ghelber.com
www.ghelber.com

INTRODUCTION

LES ANTECEDENTS DE LA MISSION

- 1. LES OBJECTIFS DE LA MISSION DU CONCILIATEUR INDEPENDANT**
- 1.1. LA MISSION DU CONCILIATEUR INDEPENDANT (DEROULEMENT ET RESULTATS)**
 - 1.1.1 L'ITIE**
 - 1.1.2. LA DEMARCHE SUIVIE
 - 1.1.2.1. La méthode proposée
 - 1.1.2.2. Les sociétés et administrations rencontrées
 - 1.1.2.3. La documentation collectée
 - 1.1.2.4. Les difficultés rencontrées
- 2. LE CADRE JURIDIQUE ET LA FISCALITE PETROLIERE: DIVERSITE ET COMPLEXITE**
- 2.1. PRINCIPALES CARACTERISTIQUES DES DROITS DE L'ETAT A TRAVERS LES REVENUS TIRES DE SA PARTICIPATION DANS LES CHAMPS PETROLIERS**
 - 2.1.1. EVOLUTION ET COMPOSITION DE CES DROITS
 - 2.1.1.1 Les droits de la République sous le régime d'une participation au capital et l'administration des sociétés pétrolières, le peu d'intérêt d'une telle participation pour les revenus de la République et son abandon
 - 2.1.1.2. La participation au capital des sociétés pétrolières
 - 2.1.1.3. La participation à l'Etat des sociétés pétrolières
 - 2.1.1.4. Le nouveau régime consacré par le code des hydrocarbures de 1994
 - 2.1.1.5. Le choix du système des permis d'exploitation et des CPP, aux lieux et place des concessions
 - 2.1.1.6. Le système du contrat de partage de la production
 - 2.1.1.7. La composition des droits de la République
 - 2.1.1.7.1. Le Profit Oil
 - 2.1.1.7.2. Le Super Profit Oil
 - 2.1.1.7.3. Mode et mécanismes de récupération des coûts pétroliers: Cost Oil et Cost Stop
 - 2.1.2. LES DROITS ISSUS DE TEXTES LEGISLATIFS ET REGLEMENTAIRES
 - 2.1.2.1. Les dispositions du Code des Hydrocarbures (CH) afférentes à l'initiative pour la transparence des industries extractives (ITIE /EITI)
 - 2.1.2.1.1. Dispositions d'ordre général
 - 2.1.2.1.2. Dispositions du Titre 10 du CH. Régime fiscal et douanier
 - 2.1.2.1.3. Dispositions relatives au paiement d'une Redevance Superficiare
 - 2.1.2.1.4. la valorisation des Hydrocarbures aux fins du calcul de l'impôt. A.50 du CH
 - 2.1.2.1.5. La spécificité du régime fiscal de la production d'hydrocarbure.
 - 2.1.2.2. Les compléments législatifs et règlementaires du CH
 - 2.1.2.2.1. L'aspect partiel du cadre règlementaire d'application
 - 2.1.2.2.2. Le CH en tant que loi-cadre de la législation pétrolière
 - 2.1.2.2.3. Le défaut de textes d'applications
 - 2.1.2.3. Les textes fiscaux du CGI (hors CH)
 - 2.1.2.3.1. Un article 126 du Code Général des impôt en sa « sous section 2 : Régime des sociétés mères et des filiales »
 - 2.1.2.3.2. Une taxe spéciale sur les Hydrocarbures
 - 2.1.2.3.3. Le régime de TVA applicable au secteur pétrolier.
 - 2.1.2.3.4. La quittance délivrée par la DGI
 - 2.1.3. LES DROITS ISSUS DE TEXTES CONVENTIONNELS DE NIVEAU LEGISLATIF
 - 2.1.3.1. LES ordonnances des 27 octobre ET 29 novembre 1968 approuvant les conventions d'établissement établies avec la société ERAP et ma société AGIP et les agréant au régime II défini par la Convention commune des Investissements dans les Etats de l'UDEAC
 - 2.1.3.1.1. L'ordonnance du 17 octobre 1968 portant approbation de la Convention d'établissement du 17 octobre 1968
 - 2.1.3.1.2. La garantie pour la durée de la convention de la stabilité des conditions générales juridiques, financières et économiques
 - 2.1.3.2. Les avenants aux conventions de 1968
 - 2.1.3.3. Les avenants à la Convention d'établissement avec AGIP

- 2.1.3.4. Les Contrats de partage de production CPP
 - 2.1.3.4.1. Le contexte juridique et financier du CPP
 - 2.1.3.4.2. Dispositions relatives aux Contrats de Partage de Productions (CPP) du CH
 - 2.1.3.4.3. Les modalités du remboursement du Cost Oil :
 - 2.1.3.4.4. Partage de Production
 - 2.1.3.4.5. Provision pour investissements diversifiés : PID

- 2.1.4. LE ROLE DEVOLU A LA SNPC (SOCIETE NATIONALE DES PETROLES DU CONGO) EN MATIERE DE COLLECTE DES DROITS DE LA REPUBLIQUE
 - 2.1.4.1. Le régime juridique de la SNPC
 - 2.1.4.2. Les missions de la SNPC
 - 2.1.4.2.1. La convention entre l'Etat et la SNPC, une société mandataire de l'Etat.
 - 2.1.4.2.2. Dispositions annexes
 - 2.1.4.3. Dispositions des textes constitutifs de la SNPC, qui ont une incidence sur les droits de la République
 - 2.1.4.3.1. Statuts de la SNPC
 - 2.1.4.3.2. Décret N° 99-51 du 09 avril 1999
 - 2.1.4.3.3. Décret N°99-171 du 18 septembre 1998
 - 2.1.4.3.4. Convention relative à la détention et la gestion par le SNPC des droits, actifs et participation de l'Etat dans le domaine des Hydrocarbures
 - 2.1.4.3.5. Avenant n° 1 à la convention précitée entre la République et l'ERAP en date du 4 juin 1973

- 2.1.5. LES CONTROLES PAR LES ORGANISMES PUBLICS HABILITES, DES VERSEMENTS FAITS A LA REPUBLIQUE
 - 2.1.5.1. Le contrôle a posteriori par la Cour des Comptes
 - 2.1.5.1.1. La compétence théorique de la haute juridiction en matière d'EPIC
 - 2.1.5.1.2. Les modalités de contrôle de la SNPC
 - 2.1.5.2. Les lois de règlement
 - 2.1.5.3. Les organes de contrôle complémentaires
 - 2.1.5.3.1. Le RCCM
 - 2.1.5.3.2. Le Bureau Véritas

- 2.2. L'APPLICATION DE CE DROIT FISCAL A L'EXAMEN DE 4 CONTRATS DE PARTAGE DE PRODUCTION-TYPE (N'KOSSA, EMERAUDE, M'BOUNDI, ZATCHI)**
 - 2.2.1. CONCESSION EMERAUDE
 - 2.2.1.1. Fondements juridiques des droits dus à la République
 - 2.2.1.1.1. Historique
 - 2.2.1.1.2. Les textes applicables à la zone du permis
 - 2.2.1.1.3. Le régime dérogatoire du droit commun, né du maintien de la Convention d'établissement, mais aménagé
 - 2.2.1.2. Les droits de la République
 - 2.2.1.2.1. Le « Profit Oil »
 - 2.2.1.2.2. Les coûts pétroliers
 - 2.2.1.3. Les bonus
 - 2.2.1.4. Provision pour travaux d'abandon
 - 2.2.1.5. La redevance minière proportionnelle (RMP)
 - 2.2.1.6. La provision pour investissements diversifiés (PID)
 - 2.2.1.7. Le versement au titre du Programme de formation du personnel congolais
 - 2.2.1.8. La redevance superficière

 - 2.2.2. PEX N'KOSSA
 - 2.2.2.1. Les textes applicables à la zone du permis N'Kossa
 - 2.2.2.1.1. L'avenant n° 1 à la convention d'établissement du 17-06-68 en date du 4-6-73 approuvé par l'ordonnance 21-73 du 7-7-73
 - 2.2.2.1.2. L'Accord en date du 30-6-83 entre la République et la Société Nationale ELF Aquitaine et la société ELF Congo approuvé par l'Ordonnance 23-83 du 30-6-89
 - 2.2.2.1.3. L'Avenant N°6 à la convention d'établissement de 1968 entre la République et ELF Aquitaine en date du 21-4-94 qui concerne les République ELF Aquitaine et ELF Congo

- 2.2.2.1.4. L'Avenant N°7 à la convention d'établissement de 1668 en date du 16-3-95 et approuvé par la loi 0809 du 23-3-93 qui concerne la République ELF Aquitaine et ELF Congo
- 2.2.2.1.5. L'Avenant N°4 la Convention d'établissement de 1968 en date de 14-10-77 approuvé par l'Ordonnance N°044-77 du 21-11-77
- 2.2.2.1.6. La loi 03-95 du 15-3-95
- 2.2.2.1.7. L'avenant N°13 à la Conventions d'Etablissement du 1968
- 2.2.2.1.8. L'Accord complémentaire au CCP relatif aux Permis Haute Mer et N'KOSSA ne date du 21-4-54

- 2.2.3. PEX M'BOUNDI
 - 2.2.3.1. Les textes applicables au périmètre du permis de recherches dit « Kouilou » et du permis d'exploitation dit « M'Boundi »
 - 2.2.3.1.1. Les décrets d'attribution et d'application des permis en cause
 - 2.2.3.1.2. Le CPP et les avenants du CPP
 - 2.2.3.2. L'exécution du CPP
 - 2.2.3.2.1. L'évolution des entités participantes du Contacteur « Groupe Zetah » et de la répartition de leurs droits et caractéristiques
 - 2.2.3.2.2. La recomposition des droits et intérêts des entités parties au CPP
 - 2.2.3.3. Les droits dus à la République
 - 2.2.3.3.1. Le Profit Oil et le partage de la production
 - 2.2.3.3.2. Régime fiscal du CPP
 - 2.2.3.3.3. Détermination et remboursement des coûts pétroliers
 - 2.2.3.3.4. Formation du personnel congolais

- 2.2.4. PERMIS D'EXPLOITATION (PEX) ZATCHI
 - 2.2.4.1. Fondements juridiques
 - 2.2.4.1.1. Historique
 - 2.2.4.1.2. Textes applicables à la zone de permis ZATCHI
 - 2.2.4.1.3. Régime dérogatoire de droit commun, né du maintien de la Convention d'établissement, mais aménagée
 - 2.2.4.1.4. Le Ring Fence
 - 2.2.4.2. Les droits dus à la République
 - 2.2.4.2.1. Le « Profit Oil »
 - 2.2.4.2.2. Les bonus
 - 2.2.4.2.3. Provision pour travaux d'abandon
 - 2.2.4.2.4. La redevance minière proportionnelle (RMP)
 - 2.2.4.2.5. La provision pour investissements diversifiés (PID)
 - 2.2.4.2.6. Le versement au titre du Programme de formation du personnel congolais
 - 2.2.4.2.7. La redevance superficière

- 2.3. LA RECONCILIATION DES DONNEES COMPTABLES DES QUATRE CHAMPS TEST
- 2.4.. LES CONTRATS COMMERCIAUX ET LES COMPTES SPECIAUX

- 3. LA PLACE DES RECETTES DE LA REPUBLIQUE DANS LA PRODUCTION PETROLIERE DU CONGO**
- 3.1. LE CIRCUIT DES RECETTES PETROLIERES**
- 3.2. L'EVOLUTION COMPAREE DES DROITS ET RECETTES DE LA REPUBLIQUE DU CONGO SUR LA PERIODE DE 2004-2006.**
 - 3.2.1. LE PARALLELISME DES DROITS ET ENCAISSEMENTS
 - 3.2.2. LE DECALAGE DES RECETTES DU TRESOR PAR RAPPORT AUX ENCAISSEMENTS PREVUS
 - 3.2.3. L'EFFET DE MULTIPLICATION DES PRIX SUR LES DROITS ET RECETTES
- 3.3. L'EFFET DE STOCKS DES DROITS DE LA REPUBLIQUE SUR LES ENCAISSEMENTS**
- 3.4. LE POIDS DES PRELEVEMENTS**
 - 3.4.1. L'IMPORTANCE DES PRELEVEMENTS
 - 3.4.2. LA METHODE D'IMPUTATION DES PRELEVEMENTS
- 3.5. LA RECONCILIATION DES DONNEES**

4. RECOMMANDATIONS

4.1 LES RECOMMANDATIONS SUR LE PLAN INSTITUTIONNEL ET JURIDIQUE (POUR PREPARER LES TRAVAUX DE L'ITIE A VENIR)

4.1.1. RECOMMANDATIONS LIEES AU RENFORCEMENT DE LA TRANSPARENCE DES OPERATIONS

4.1.1.1. Un Manuel à l'échelle régionale

4.1.1.2. Caractéristiques du contrôle interne

4.1.2. LA REAPPRECIATION DE LA STRUCTURE DU COST OIL DES CPP

4.1.3. RECOMMANDATIONS RELATIVES AUX PERFORMANCES DE LA SNPC

4.1.3.1. Un plan d'action

4.1.3.2. les types d'action

- Formalisation– rédaction de la politique commerciale et des procédures de commercialisation

- Formalisations, conceptions et mise en place d'un processus de décision performant

- Amélioration du système de reporting

- élaboration de programmes de formation

4.1.4. RECOMMANDATION RELATIVE A L'INSTITUTION D'UN COMMISSAIRE REGULATEUR A LA TRANSPARENCE (CRT)

4.1.4.1. Recrutement du Commissaire Régulateur à la Transparence

4.1.4.2. Fonctions du Commissaire Régulateur à la Transparence

4.1.5. LES SANCTIONS POUR DEFAUT DE COLLABORATION AVEC L'ITIE

4.1.5.1. Les sanctions civiles

4.1.5.2. Les sanctions pénales

4.1.6. RECOMMANDATION RELATIVE AU CONTROLE DE LA SNPC PAR LA COUR DES COMPTES

4.1.7. RECOMMANDATION POUR LA CONSTITUTION D'UNE BASE DE DONNEES AU MEFB SERVANT D'OUTIL D'AIDE A LA DECISION

4.2. LES RECOMMANDATIONS RELATIVES AUX MODALITES DE CALCUL DES DROITS DE LA REPUBLIQUE

Proposition n° 1 relative à la mise en place d'un système «concerté» de vérification des volumes produits et commercialisés

Proposition n° 2 relative au régime de valorisation du prix fiscal

4.2.1. POUR UN SYSTEME CONCERTÉ DE VERIFICATION ET DE CONTROLE DES VALEURS PRODUITES ET COMMERCIALISEES

4.2.2. POUR UN AUDIT DU REGIME DE VALORISATION DES QUANTITES AU PRIX FISCAL

4.3. LES RECOMMANDATIONS RELATIVES A LA GESTION DES STOCKS PETROLIERS

4.3.1. POUR UNE OPTIMISATION DES REGLES DE GESTION

Proposition n° 3 relative à l'optimisation des règles de gestion des stocks (et au fonctionnement du terminal de Djeno)

4.4. LES RECOMMANDATIONS RELATIVES A LA REPARTITION DE L'UTILISATION DES DROITS DE LA REPUBLIQUE

POUR UNE RATIONALISATION DE LA GESTION DE L'UTILISATION DES DROITS

Proposition n° 4 relative à une rationalisation de la gestion de l'utilisation des droits

4.5. LES RECOMMANDATIONS RELATIVES A L'AMELIORATION DES PROCEDURES ET DES SYSTEMES D'INFORMATIONS FINANCIERES

LE RESPECT DES REGLES DE LA COMPTABILITE PUBLIQUE

REVISION DES DECALAGES TEMPORELS

4.6. LES RECOMMANDATIONS RELATIVES A LA SNPC

POUR UNE RENOVATION DU POSITIONNEMENT DE LA SNPC PAR RAPPORT A L'ETAT

ANNEXES

N°1 RAPPORT DE METHODOLOGIE ET SES TROIS ANNEXES

N°2 ANALYSE DE L'INCIDENCE DU POIDS DES COUTS ET PRELEVEMENTS IMPUTES SUR LES DROITS ET RECETTES DE LA REPUBLIQUE

LISTE DES PIECES JOINTES :

(Documents n'émanant pas du Conciliateur)

- PIECE JOINTE N°1: TABLEAU DES PARTICIPATIONS DE SNPC
- PIECE JOINTE N°2: TABLEAU DES PERMIS D'EXPLORATION, D'EXPLOITATION ET CONCESSIONS (AVEC LEUR LOCALISATION ET LES NOMS DES ATTRIBUTAIRES ET ASSOCIES)
-
- PIECE JOINTE n°3 : DECRET N° 2006-626 DU II OCTOBRE 2006 PORTANT CREATION, ATTRIBUTIONS ET COMPOSITION DU COMITE EXECUTIF DE MISE EN OEUVRE DE L'INITIATIVE SUR LA TRANSPARENCE DES INDUSTRIES EXTRACTIVES
- PIECE JOINTE N°4 : DECRET N° 2006-627 DU IL OCTOBRE 2006 PORTANT CREATION, ATTRIBUTIONS ET COMPOSITION DU COMITE CONSULTATIF AUPRES DU COMITE EXECUTIF DE MISE EN OEUVRE DE L'INITIATIVE SUR LA TRANSPARENCE DES INDUSTRIES EXTRACTIVES
- PIECES JOINTES N°5: TABLEAUX EMANANT DE LA DIRECTION GENERALE DES HYDROCARBURES (DGH):
 - TABLEAU DE LA PROVISION POUR PID POUR 2004 - 2005 - 2006, PAR CHAMP ET PAR PERMIS
 - HISTORIQUE DE LA REDEVANCE MINIERE PROPORTIONNELE POUR 2004 - 2005 - 2006, PAR CHAMP ET PAR PERMIS
 - HISTORIQUE DU PROFIT OIL POUR 2004 - 2005 - 2006, PAR CHAMP ET PAR PERMIS
 - HISTORIQUE DE LA PRODUCTION POUR 2004 - 2005 - 2006, PAR CHAMP ET PAR PERMIS
- PIECE JOINTE N°6: REponse ENI AU QUESTIONNAIRE OPERATEUR
- PIECE JOINTE N°7: REponse CONGOREP AU QUESTIONNAIRE OPERATEUR
- PIECE JOINTE N°8: REponse TOTAL AU QUESTIONNAIRE OPERATEUR
- PIECE JOINTE N°9 : REponse SNPC AU QUESTIONNAIRE
- PIECES JOINTES N°10: STATEMENTS N° 1 DU CABINET KPMG POUR LES ANNEES 2004- 2005 ET 2006

INTRODUCTION

Le présent rapport est l'aboutissement de la mission confiée au Conciliateur Indépendant dans le cadre du processus ITIE

Le mouvement de l'Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives (ITIE) souhaite que les gouvernements et les entreprises extractives assurent la transparence, renforcent la gestion des finances publiques et fassent respecter l'obligation de rendre des comptes tout en respectant les contrats et les lois en vigueur. A cette fin, il propose que les flux de recettes et des dépenses relatives aux activités des industries extractives d'un pays adhérent fassent l'objet d'un large débat public pour faciliter le choix d'options appropriées devant favoriser le développement durable.

C'est dans ce cadre que la République de Congo a officiellement adhéré en juin 2004, à l'Initiative de Transparence pour les Industries Extractives (ITIE-EITI).

Mais bien avant son adhésion à l'ITIE, la République du Congo, dans le cadre de son programme gouvernemental de bonne gouvernance, a procédé depuis l'année 2003 à une série de publications sur le site internet du Ministère de l'Economie, des Finances et du Budget www.mefb.cg, et portant notamment, comme le rappellent les termes de références, sur :

- la certification des recettes pétrolières de l'Etat établie sur une base trimestrielle par KPMG ,
- l'audit systématique des comptes financiers annuels de la Société Nationale des Pétroles du Congo (SNPC) et de la Congolaise de Raffinage (CORAF),
- l'audit opérationnel de la Congolaise de Raffinage (CORAF),
- L'audit des coûts pétroliers des sociétés opératrices dans le domaine minier congolais.

Les prestations attendues du Conciliateur des recettes pétrolières s'inscrivent, selon les termes de référence, dans le Projet de Renforcement des Capacités de Transparence et de Gouvernance (PRCTG). C'est dans ces conditions qu'à la date du 2 février 2008, le Comité International ITIE a admis le Congo en qualité de pays candidat à la mise en œuvre de l'Initiative de Transparence des Industries Extractives.

:

1. LES OBJECTIFS DE LA MISSION DU CONCILIATEUR INDEPENDENT

Le Conciliateur, tiers indépendant responsable de la préparation du premier rapport de l'Initiative de Transparence pour les Industries Extractives (ITIE/ EITI) en République du Congo selon les termes de référence, a pour tâche d'aider le Comité exécutif de l'ITIE, Comité constitué selon le décret du 11 octobre 2006, de manière tripartite (représentants de l'Etat; représentants des compagnies pétrolières, représentants de la société civile), à préparer ce premier rapport de mise en œuvre du Programme de la République du Congo. Ce rapport doit couvrir la période 2004 à 2006. L'usage du terme « premier rapport » n'est pas sans importance car il montre la claire conscience des rédacteurs de ces termes de référence du caractère nouveau des difficultés inévitables de ce premier rapport et de cette démarche de réconciliation des recettes pétrolières, au Congo comme ailleurs

Le premier rapport ITIE en République du Congo a en effet pour objet, ainsi que le prévoient les termes de référence, de procéder à l'analyse des déclarations de paiement de toutes les entreprises actives du secteur pétrolier congolais.

Pour ce faire, les termes de référence demandaient au Conciliateur de vérifier la consistance et la régularité des procédures et des règles applicables (législatives, réglementaires ou contractuelles) pouvant avoir une incidence sur les paiements et, ainsi, juger des améliorations à apporter à cet ensemble juridique qui garantit le respect des droits de la République du Congo sur l'exploitation de ses ressources minières, en l'espèce pétrolières.

Dans ce but, le Conciliateur était chargé de procéder à la supervision de la collecte des données effectuée sous l'autorité du Comité Exécutif ITIE et, préalablement, de bâtir des modèles de déclaration qui, après avoir été validés par ce comité, ont été envoyés à toutes les parties prenantes actives (administrations de l'Etat, SNPC, opérateurs internationaux privés).

L'objectif de la mission selon les termes de référence en effet de s'assurer :

- Sur le plan institutionnel, de la validité du processus de mise en place au Congo de l'Initiative ITIE, telle qu'elle est définie sur le plan international, notamment en appréciant le bon fonctionnement des organismes de suivi et d'évaluation et en s'assurant de l'application des principes ITIE en matière d'audit et de certification des comptes.
- Sur le plan juridique, de la bonne application des règles fixant les droits de la République du Congo, après l'analyse des implications en termes d'obligations de paiement émanant de tous les textes applicables, qu'ils soient législatifs, réglementaires ou contractuels.
- Sur le plan comptable et financier, les travaux visent à effectuer un bouclage physico-financier des flux afin de contrôler la cohérence des recettes perçues

par la République du Congo au regard des déclarations de paiement présentées par les entreprises du secteur pétrolier. A ce titre, cet objectif peut être décliné en 3 phases consistant à :

- Analyser de manière critique les déclarations de paiement des opérateurs pétroliers,
- S'assurer de la cohérence de ces déclarations au regard des quantités valorisées par la SNPC et du niveau de recettes correspondant,
- Contrôler l'exhaustivité des encaissements effectués par le Trésor Public en déterminant l'ampleur et l'origine des écarts .

Partant, la mission du Conciliateur est de proposer, sous forme de recommandations, les améliorations ou les adaptations qui lui paraissent les plus opportunes dans un souci de plus grande transparence et de respect des droits de la République du Congo.

Pour ces motifs, le rapport comporte les quatre parties suivantes :

1. Les conditions de déroulement de la mission, afin de préciser la méthode suivie dans le cadre de la 1^{ère} Conciliation au Congo sur la base de l'ITIE, les missions, les difficultés rencontrées, difficulté d'obtenir les textes, et les conclusions tirées (**1^{ère} partie**)
2. la présentation du cadre juridique et fiscal (légal et contractuel) des activités pétrolières de la République du Congo, afin d'en faire ressortir la complexité et les problèmes posés par son application L'examen de l'application de ce droit dans quatre exemples de contrat de partage de production : N'kossa avec Total, Emeraude avec Congo-Rep, M'Boundi avec ENI et également Zatchi avec E NI (**2^{ème} partie**),
3. L'analyse de l'évaluation des droits acquis par la République du Congo sur la période 2004-2006 (**3^{ème} partie**), ainsi que celle des recettes qui lui ont été versées à ce titre.
4. La conciliation des données ainsi recueillies, et les recommandations qu'elle inspire (**4^{ème} partie**),

1.1. LA MISSION DU CONCILIATEUR (CONTEXTE, DEROULEMENT ET RESULTATS)

Dans la perspective de cette admission, la République du Congo a mis en place depuis Octobre 2006 un support institutionnel en créant un Comité Exécutif et un Comité Consultatif (décrets du 11 octobre 2006).

Le Comité exécutif est, aux termes du décret l'instituant, assisté par un «Administrateur indépendant» («le Conciliateur») chargé de concilier les déclarations des compagnies avec celles du Gouvernement

1.1.1. L'ITIE

L'Initiative pour la transparence des industries extractives (ITIE) est un processus à travers lequel les recettes gouvernementales générées par les industries extractives tels que les impôts, la part du pétrole sur le bénéfice et les royalties – sont publiées dans des rapports vérifiés de façon indépendante. Ces rapports se basent sur des informations relatives aux paiements effectués par les entreprises et aux revenus perçus par les gouvernements. L'objectif de la publication de ces rapports est d'améliorer la transparence dans les pays riches en pétrole, en gaz et en ressources minérales.

L'ITIE est une initiative à prise de participation multiple. Bien que l'initiative soit menée par les gouvernements, sa mise en oeuvre comporte un rôle important pour le secteur privé et les groupes venant de la société civile. L'ITIE, lancée en 2002, est une initiative au niveau global qui encourage la transparence des revenus au niveau local.

- Les recettes pétrolières dans l'économie congolaise

1.1.2. LA DEMARCHE SUIVIE :

- La méthode et la chronologie
Au-delà de la note de méthodologie contenue dans la proposition technique de la soumission du Consultant, il était demandé au consultant sélectionné comme Conciliateur indépendant un rapport de méthodologie comme première étape de la mission. Une première mission sur place à Brazzaville a donc été entreprise du 11 au 18 décembre 2008.

1.1.2.1. La méthode proposée :

- en ce qui concerne la collecte des données relatives aux paiements et aux encaissements, était d'envoyer les questionnaires et modèles de déclaration, indiqués ci-dessus, après approbation par le Comité Exécutif ITIE, à tous les opérateurs concernés, pour une remise des réponses le 20 février au plus tard. La présentation détaillée de ces projets de questionnaires et de déclarations était faite en annexe 1 du rapport de méthodologie, le cas de la SNPC étant traitée de manière séparée sous la forme d'un questionnaire spécifique proposé en annexe 2.
- en ce qui concerne l'ensemble des règles législatives, réglementaires ou contractuelles pouvant avoir une incidence sur les paiements, leur inventaire et leur analyse étaient prévues et précisées à l'annexe 3 ainsi qu'une présentation plus détaillée de la méthode choisie et des différentes questions étudiées par le Conciliateur.
- en ce qui concerne le plan financier et comptable, la méthode proposée s'articulait autour de 3 étapes :
 1. Prise de connaissance des procédures et des règles applicables en vue d'identifier le rôle des différents acteurs de ces processus et de mener l'analyse critique de ces procédures.

2. Collecte des données auprès des différents acteurs du processus en vue de recueillir des éléments présentant une valeur probante tangible.
3. Exploitation des données collectées, par :
 - Travaux de réconciliation consistant à rapprocher les différentes sources de données afin de s'assurer de leur cohérence et, le cas échéant, à identifier les sources d'écart. Il était prévu que ces diligences pourraient, en partie, s'appuyer sur des éléments existants tels que les travaux menés par le cabinet KPMG, et qu'elles nécessiteraient la mise en œuvre de sondages (échantillons), dont l'étendue serait adaptée.
 - Une analyse qualitative de ces données était programmée afin de rationaliser les réponses obtenues, analyse allant au-delà de la stricte réconciliation des données, au regard de données exogènes: cours de l'US\$, cours du Baril, niveau de production...

Le Conciliateur précisait que la mise en œuvre de la démarche proposée nécessitait a minima de :

- Revoir les travaux menés par le cabinet KPMG et, à ce titre, d'avoir accès à leurs dossiers de travail,
- Prendre connaissance du processus d'établissement des déclarations de production,
- Analyser les données financières et physiques de la SNPC relatives à l'activité de valorisation de la production appartenant à la République du Congo,
- Obtenir des autorités concernées l'ensemble des éléments sous-tendant la justification des ressources pétrolières.

Le Conciliateur prévoyait l'exécution de sa mission en quatre phases :

- La première phase consistait à assurer la collecte des données (janvier, février).
- Les seconde et troisième phases portaient respectivement sur l'analyse du processus de mise en place de l'Initiative ITIE, sur l'analyse des données collectées, et notamment sur les aspects institutionnels et juridiques, et l'analyse des écarts: visites, rencontres contradictoires, groupes informels de travail pour recueil des explications, la comparaison des résultats de la consultation avec ceux des audits précédents, puis la rédaction du rapport comportant, d'une part la présentation des données recueillies, d'autre part l'analyse, les commentaires et les recommandations.
- La quatrième phase consistant en la présentation du rapport de synthèse du Conciliateur qui était prévue pour fin mai - début juin.

Le rapport de méthodologie, constitué d'une note de synthèse et de trois annexes, a été remis au secrétariat exécutif de l'ITIE fin janvier et a pu être examiné lors d'une réunion du Comité exécutif le 11 février. Certaines ajouts ont été demandés par le Comité exécutif qui a pour le reste approuvé le rapport. Les questionnaires contenus

dans les annexes ont été ainsi légèrement remaniés et adressés au Comité exécutif début mars.

Si le calendrier a été décalé et la mission sur place du Conciliateur programmée pour fin février début mars, a été retardée à la fin mars pour des raisons matérielles liées à l'agenda officiel de la République du Congo, le Conciliateur a pu, avec l'appui du Comité exécutif rencontrer les opérateurs

1.1.2.2. Les sociétés et administrations rencontrées

Lors d'une première mission courant décembre, le Conciliateur a pu avoir une première rencontre avec le Comité exécutif de l'ITIE et des échanges à la même époque avec ses composantes (Société civile, opérateurs pétroliers, et services de l'Etat comme la DGH, le Trésor, ainsi que la SNPC). Ces rencontres et les séances de travail avec le président du Comité exécutif ont permis l'élaboration du rapport de méthodologie, conformément aux termes de référence. Ce rapport et les questionnaires qui y étaient intégrés, rédigés sur la base des principes de l'ITIE, ont constitué la base de travail du Conciliateur et, malgré les vicissitudes et les difficultés de cette mission, restent le socle de la mise en œuvre de l'ITIE au Congo.

Le Conciliateur s'est rendu à Pointe Noire et Brazzaville en fin mars et début avril. Il a pu y rencontrer les opérateurs pétroliers, à savoir Congorep, Prestoil, Chevron, Eni et Total, qui ont tous alors manifesté leur volonté de coopérer avec le Conciliateur, cas excepté de Chevron qui tout en recevant le Conciliateur, a fait savoir que n'étant pas opérateur sur un quelconque champs en exploitation, mais simple membre du groupe Contracteur, il revenait à l'opérateur seul de fournir les informations concernant les droits de la République.

La SNPC a été rencontré à la fin de cette mission. Certaines explications ont été demandées et fournies, concernant le questionnaire destiné à la SNPC, lors de la réunion avec le Conciliateur.

1.1.2.3. La documentation collectée

Une importante documentation, notamment juridique, a pu être collectée, notamment les sociétés TOTAL, CONGOREP, et ENI pour ne citer que les opérateurs, qui ont fait parvenir au Conciliateur, manuellement sur place, par envoi DHL ou par internet, une série de matériaux.

1.1.2.4. Les difficultés rencontrées :

- du côté de l'Etat :

Des questionnaires spécifiques ont été préparés respectivement pour le Trésor et pour la Direction générale des hydrocarbures (DGH). Le Conciliateur n'a aucune raison de douter de la bonne volonté de ces services, mais il est apparu que la difficulté d'obtenir des réponses tenait à l'impréparation à répondre à des présentations nouvelles, (ITIE), d'une problématique par ailleurs connue de ces services. Une formation à la réponse à la préparation des dossiers ITIE devra être assurée pour ces administrations.

- du Coté de la SNPC :

Il convient de souligner que la Société Nationale des Pétroles du Congo (SNPC) a communiqué la plupart des éléments demandés (Confère annexe 2 du rapport de méthodologie)..

Le Conciliateur a ainsi reçu de la SNPC :

- Les Etats financiers pour les exercices 2004, 2005 et 2006
- Les comptes consolidés pour les exercices 2004, 2005 et 2006
- Les statuts de la SNPC
- La Convention Etat SNPC non datée (mais selon des informations externes, datant de janvier 2003), et son avenant n°1
- Un tableau des participations SNPC.
- Les notes de calcul
- Les rapports généraux des Commissaires aux comptes
- Le tableau ITIE du Conciliateur Indépendant

Cependant certains documents notamment les rapports généraux des Commissaires aux comptes et le tableau requis par le Conciliateur Indépendant ont été transmis tardivement.

Le fait de ne pas avoir pas reçu en temps utile les justificatifs étayant certains des flux commerciaux ou de n'y avoir qu'un accès indirect (documents KPMG), a limité les travaux menés concernant la partie comptable de la mission. La réconciliation des exercices suivants devra permettre d'intégrer ces éléments

Afin de favoriser une amélioration de cette situation, le Conciliateur Indépendant s'est rapproché de la SNPC qui s'est engagé à mettre en place l'organisation lui permettant de répondre aux engagements de la République du Congo en tant que Pays Candidat à la mise en œuvre de l'ITIE

Une série de recommandations infra (partie 4 du présent rapport) concerne donc la SNPC, avec entre autre, la recommandation d'une formation de ses cadres pour la mise en œuvre de l'ITIE.

- du coté des opérateurs pétroliers :

La nécessité pour les entités engagées dans la fourniture des données financières et comptables demandées par le Conciliateur à l'occasion d'une confrontation des prélèvements sur les secteurs pétroliers et des encaissement du Trésor au titre des Droits de la République, paraît avoir été assez souvent perdue de vue pour ce qui concerne les exercices sous examen, de 2004, 2005 et 2006.

Soit l'opérateur pétrolier à qui avait été adressé un questionnaire relatif aux flux, selon un format ITIE amendé ne répondait pas, soit il répondait avec un retard substantiel, parfois à la veille de la finalisation du rapport du Conciliateur ou fournissait des documents en dehors des limites et du contexte imposés. En outre, la plupart des envois ont été adressés au Conciliateur sans bordereau établissant la liste des pièces transmises.

Si TOTAL et CONGOREP ont dans l'ensemble rempli leurs obligations, faisant preuve d'une excellente réactivité et de volonté de coopération, il est à remarquer du côté

d'ENI, que n'ont pas été retournées les réponses au questionnaire établi par le Conciliateur, sur la base du modèle ITIE, ce qui a été de nature à gêner sensiblement le déroulement normal du travail du Conciliateur, même si à la toute fin de sa mission, ENI lui a adressé les tableaux de paiement par champs et par mois.

La documentation des opérations commerciales apparaît comme un axe majeur d'amélioration du processus de transparence des recettes pétrolières. En l'état, les insuffisances mentionnées exigent que des améliorations soient apportées à ce processus. C'est pourquoi des recommandations importantes sont développées dans la partie 4 du présent rapport.

Par ailleurs, il est important de signaler que le Conciliateur a recherché la coopération du cabinet KPMG, auquel il a été demandé certains documents du fait que ce cabinet, intervenant régulièrement pour le gouvernement du Congo et certainement le mieux documenté sur le secteur pétrolier au Congo, avait été désigné par le gouvernement pour établir :

- les rapports trimestriels sur les procédures convenues relatives aux encaissements des revenus pétroliers sur les comptes du Trésor de la République du Congo depuis 2003 et couvrant donc les périodes 2004, 2005 et 2006 (« Rapports KPMG ») ;
- l'étude diagnostique sur la stratégie de commercialisation des ressources pétrolières de l'Etat par la SNPC de 2002 à 2005 ;
- l'audit des comptes consolidés de la SNPC pour les années 2004 et 2005.

A l'initiative du Conciliateur, deux réunions de travail ont été organisées avec le cabinet KPMG. A l'occasion de ces échanges, ce dernier a présenté la démarche des travaux réalisés au titre de sa mission trimestrielle portant sur « *les encaissements des revenus pétroliers sur les comptes du Trésor de la République du Congo* ». Ces réunions ont permis de mieux cerner le périmètre des travaux menés et la nature des contrôles réalisés.

Pour autant, le cabinet KPMG n'a pas donné accès à ses dossiers de travail et aux pièces justificatives sous tendant lesdits travaux. Ceci malgré la demande expresse du Président du Comité exécutif de l'ITIE, la demande officielle du Ministre des finances lui-même et l'insistance y compris écrite, du Conciliateur.

Il reste pour conclure sur les conditions de cette mission que le Conciliateur est bien conscient qu'il s'agit d'un premier rapport ITIE pour le Congo, rapport issu de procédures et obligations nouvelles auxquelles le secteur pétrolier (public et privé confondu) n'était ni habitué ni vraiment préparé, même si tout le monde connaissait l'ITIE dans son principe.

Le Conciliateur a remarqué au cours de sa mission une réactivité qui s'est améliorée, sous la pression du Comité exécutif de l'ITIE, d'abord chez TOTAL dont la coopération a été incontestablement la meilleure, mais également chez CONGOREP et dans une mesure nettement moindre pour ENI pour ne citer que les trois premiers opérateurs, et dans une mesure encore moindre pour le secteur public, ce qui est assez classique et en

tout cas attendu. Malgré toutes les difficultés rencontrées, il s'ensuit qu'une dynamique de l'ITIE au Congo a bien été enregistrée, qu'il conviendra d'encore renforcer ce Momentum.

2. LE CADRE JURIDIQUE ET LA FISCALITE PETROLIERE: DIVERSITE ET COMPLEXITE

2.1. PRINCIPALES CARACTERISTIQUES DES DROITS DE L'ETAT ISSUS DE SA PARTICIPATION DANS LES CHAMPS PETROLIERS

2.1.1. EVOLUTION ET COMPOSITION DE CES DROITS

Le premier code minier issu de la loi n° 29/62 du 16 juin 1962 très proche de l'ordonnance française du 22 novembre 1958, a été abrogé et remplacé par la loi du 7 juillet 1982, elle-même remplacée par la loi du 23 août 1994 portant code des hydrocarbures qui a introduit dans le droit congolais les contrats de partage de production. Entre ces deux textes législatifs, la loi de 1962 et celle de 1982, un système conventionnel a été consacré par l'ordonnance n° 9/68 du 29 novembre 1968 qui approuvait les conventions d'établissement. Il apporte des innovations dans les conventions de ELF et AGIP Congo. Ces conventions ont fait l'objet d'une série d'avenants, surtout jusqu'à l'adoption du code des hydrocarbures.

2.1.1.1. Les droits de la République sous le régime d'une participation au capital et à l'administration des sociétés pétrolières, son peu d'intérêt pour les revenus de la République et l'abandon de cette participation de l'Etat

Ces droits résultaient de la participation au capital des sociétés pétrolières (1) que devait favoriser sa participation à l'administration des sociétés pétrolières (2).

2.1.1.2. La participation au capital des sociétés pétrolières, dans une première phase

Dans les conventions d'établissement, il était prévu une participation de l'Etat du Congo de 20% si la production était inférieure à 10 millions de tonnes par an. Il était également décidé une participation de 1% par million de tonnes additionnel, allant jusqu'à 30% au cas où elle atteindrait 20 millions de tonnes par an. Au-delà, un accord devait intervenir entre l'Etat et

les sociétés intéressées. En vertu de la loi de 1982, l'Etat oblige les sociétés pétrolières à lui céder au moins 35 % des parts de leur capital au titre de son apport en nature en cas d'exploitation.

En réalité, la participation au capital des sociétés pétrolières ne semble pas particulièrement intéressante pour un actionnaire minoritaire. En effet, en sa qualité d'associé, l'Etat du Congo ne perçoit que des dividendes à la fin de chaque exercice. Le dividende lui-même est proportionnel à la participation de chaque actionnaire, et n'a rien à voir avec le chiffre d'affaires découlant de la vente du pétrole brut. De plus, le dividende est calculé sur la base du bénéfice distribuable, c'est-à-dire le bénéfice net après impôt sur les sociétés, diminué des réserves légales et statutaires. En outre, le système comptable est normalement bien organisé et permet la remontée des bénéfices à l'extérieur de la société, que ce soit par les sous traitants, les frais de siège, etc de façon à ce que les bénéfices distribuables soient réduits au minimum. Ce système de participation au capital, en raison de son peu de rapport pour l'Etat, a été abandonné au vu de l'expérience et sous l'influence notamment de la Banque mondiale, au profit des contrats de partage de production (CPP).

A la suite de l'adoption du code des hydrocarbures de 1994, l'Etat a prévu, dès mars 1995, de céder ses participations dans les sociétés en échange du passage au régime des CPP pour les contrats auparavant soumis au régime des concessions. En réalité, la participation au capital en plus des dividendes attendus, ne conférait à l'Etat que le droit de siéger, comme minoritaire, au Conseil d'Administration des sociétés. Mais le fait de ne plus avoir d'administrateur a aussi eu pour résultat une perte d'information. En effet, ce système permettait à l'Etat ou aurait du permettre d'obtenir de l'information de l'intérieur de la société. Cette perte d'information devrait être substituée par un autre circuit d'information, par l'institution et l'usage de sorte de bureau certificateur d'information sur les prix, sorte de Bureau Véritas des prix.

2.1.1.3. La participation à l'administration des sociétés pétrolières

L'Etat pouvait nommer deux administrateurs au conseil d'administration de la société exploitante, avec le droit à toutes les informations nécessaires au bon exercice de l'administration de la société. L'effet de cette participation au Conseil d'administration n'a pas eu les résultats escomptés en termes de formation de ses cadres nationaux susceptibles de prendre la relève des expatriés et de faire de l'Etat un véritable opérateur dans les contrats pétroliers. Cette participation de ce chef également s'est révélée décevante.

2.1.1.4. Le nouveau régime consacré par le code des hydrocarbures de 1994

Au-delà de la réduction de la durée totale de détention des titres miniers, prolongeant la réforme de la loi de 1982 et de l'obligation de former le personnel congolais, c'est l'avènement des permis d'exploitation et des contrats de partage de production (CPP) qui constitue l'innovation majeure du code de 1994

2.1.1.5. Le choix du système des permis d'exploitation et des CPP aux lieux et place des concessions

La loi de 1982 avait déjà substitué les permis d'exploitation aux concessions qui étaient accordées pour une durée de cinquante (50) ans, alors que les permis d'exploitation, dont la durée est négociable au cas par cas en fonction de l'importance et de la durée prévisible de l'exploitation du gisement, ne sont accordés que pour une durée initiale n'excédant pas vingt (20) années. Il est prévu qu'une prorogation d'une durée maximale de cinq (5) ans est accordée par décret dans le cas où l'importance des réserves récupérables est démontrée.

Le principe de la stabilité des clauses juridiques et fiscales contenues dans les conventions d'établissement n'est ainsi pas écarté pour les nouvelles conventions concernant ENI et TOTAL. Cette stabilité devrait ainsi être limitée à une période maximum, contrairement à la situation antérieure, où elle ne s'achève qu'avec l'épuisement du gisement.

Pour rendre effectives ces dispositions et éviter le chevauchement de ce nouveau régime avec celui des concessions anciennes, le Congo a promulgué, en 1995, la loi autorisant la transformation de ces concessions en contrats de partage de production. Les concessions existantes ont effectivement été transformées en contrats de partage de production dès les mois suivants, malgré ou plutôt avec les clauses de stabilité qui prévalaient, ainsi que la suite d'avenants aux conventions d'établissement, négociés avec Elf et AGIP. En contrepartie, l'Etat a cédé les actions qu'il détenait dans ces sociétés. Mais les compagnies pétrolières n'ont pas cédé sur la remise en cause des clauses de stabilisation, malgré les demandes expresses des Institutions de Bretton Woods.

Ainsi, la demande d'un nouveau titre d'exploitation sera soumise aux lois et règlements en vigueur au moment de cette demande, à savoir le code des hydrocarbures. Les nouvelles mesures ne s'appliquent qu'aux contrats signés après la date de promulgation de la loi en question. Les autorisations de prospection, les permis de recherche, les permis d'exploitation et les concessions en vigueur avant la promulgation de ces lois restent en vigueur, sauf modifications résultant d'accords entre l'Etat et les sociétés signataires.

2.1.1.6. Le système du contrat de partage de la production

Le contrat de partage de production (ou Production Sharing Contract) définit les modalités du partage de la production et établit les règles de coopération entre la compagnie ou le consortium bénéficiaire du permis et l'État hôte. L'Etat impose souvent en outre une société nationale comme membre du Consortium (la SNPC au Congo). La société nationale peut ainsi participer à la prise de décisions opérationnelles, au calcul des coûts et du partage de la production. (Voir l'article 36 du code des hydrocarbures sur la définition du contrat de partage de production et les limites du cost oil)

Le Consortium s'engage à exécuter et à financer, à ses risques, toutes les opérations d'exploration et d'exploitation. En contrepartie, il dispose d'une partie de la production appelée « cost oil » dont la vente doit permettre le remboursement de toutes ses dépenses (investissements et coûts opératoires).

Le solde de la production, ou « profit oil », est ensuite partagé, dans des proportions et suivant des modalités variables, avec l'État.

Pour le statut et l'usage des CPP au Congo, voir le point 2.1.3.4. ci- après « Les Contrats de partage de Production CPP au Congo »

2.1.1.7. La composition des droits de la République

Le partage de la production relève du système basé sur le partage du profit affecté à la rémunération de l'Etat et des sociétés (Profit Oil) souvent groupées en consortium et dont l'ensemble est appelé le Contracteur. C'est ce contrat de partage de production qui fixe les modalités de ce partage ; celles-ci varient selon les contrats et les champs.

Le contrat de partage de production prévoit un pourcentage de partage de production qui augmente en faveur de l'Etat avec le volume de production. On rencontre ainsi la clause aux termes de laquelle « *le Profit Oil de la zone de permis est partagé à hauteur de 50 % pour le Congo et de 50 % pour l'entité composant le Contracteur* ». Cette clause est aussi souvent complétée par celle prévoyant que si le prix fixé est supérieur à ⁿ US\$ le baril (le chiffre de 22 \$ est souvent rencontré), prix indexé, le partage est d'un montant d'environ les 2/3 pour la République et d'un 1/3 pour le Contracteur. Par contre, on rencontre dans certains champs un pourcentage de la part réservée à l'Etat qui dans un cas, peut descendre à 15 %.

Dans certains contrats, le Profit Oil est aussi partagé, avec un taux qui s'élève pour l'Etat et diminue parallèlement pour le Contracteur, en fonction de la progression du nombre de barils de la production nette cumulée. Des tranches de production sont alors prévues et à chacune un taux fixe est affecté.

2.1.1.7.1. La définition du Profit Oil

Le Profit Oil se définit par la quantité d'hydrocarbures liquides égale à la production nette de la zone de permis diminuée de :

- la redevance minière proportionnelle supportée au titre de la production nette de la zone de permis,
- de la quantité d'hydrocarbures liquides correspondant au remboursement effectif des coûts pétroliers effectué dans les conditions contractuelles.

Pour la répartition du *profit oil* de la zone de permis entre la République du Congo et chaque entité composant le contracteur prévue ci-dessus, les parts de chaque qualité d'hydrocarbures liquides à recevoir par la République du Congo et par chaque entité composant le contracteur seront proportionnelles au rapport entre la production nette de chacune de ces qualités d'hydrocarbures liquides affectée *au profit oil* et la somme des productions nettes des hydrocarbures liquides affectées au profit Oil de la zone de permis.

Deux tranches, en fonction du prix fixé, sont normalement prévues pour le Profit Oil. La première tranche à un niveau de prix fixé du baril égal ou inférieur à 22 dollars.

2.1.1.7.2. Le Super Profit Oil

Le Profit Oil est calculé et pris en compte lorsque la seconde tranche se situe à un prix fixé supérieur à 22 \$ le baril et que la part d'hydrocarbures liquides équivalent en valeur à la différence entre le chiffre d'affaires généré par la vente de la production nette d'une ou de plusieurs qualités d'hydrocarbures liquides aux prix fixés et le chiffre d'affaires correspondant

calculé au prix de 22 Dollars par baril, indexé. Cette différence est partagée, après déduction de la redevance, à raison de 66 % pour la République du Congo et de 34 % pour le contracteur. Le seuil de 22 dollars par baril mentionné ci-dessus est déterminé au 1er janvier 1995 et il est prévu qu'il sera actualisé trimestriellement par application de l'Indice d'inflation du Produit Intérieur Brut des Etats-Unis d'Amérique, tel que publié par l'OCDE dans sa revue mensuelle, à la page « *National Accounts* », sous les références : « *National Income and product - Etats-Unis - Implicit Price Level* ». La valeur de l'indice était de 100 en 1990 et de 112,1 au quatrième trimestre 1994 (publication du mois de mars 1995).

2.1.1.7.3. Mode et mécanismes de récupération des coûts pétroliers : Cost Oil et Cost Stop

Conformément à la loi du 23 août 1994, une part de production d'hydrocarbures est affectée au remboursement des coûts pétroliers encourus par la société (*Cost Oil*). Cette part de production qui est fixée par le contrat ne peut être supérieure à 60 % de la production annuelle provenant de l'ensemble des permis d'exploitation découlant d'un même permis de recherche.

Le code des hydrocarbures prévoit que lorsque l'importance des travaux de recherche ou de développement, l'utilisation d'une technologie particulièrement onéreuse ou la difficulté exceptionnelle de la zone (par exemple les zones marines très profondes et le bassin intérieur dit Bassin de Cuvette congolaise) le justifie, cette part de production peut être portée à un niveau supérieur n'excédant pas 70 % de la production annuelle. Les CPP prévoient généralement plusieurs tranches de Cost Oil. La première tranche la plus basse est plus favorable à l'Opérateur. Par exemple, elle peut être :
de 8,4 /10 si le prix du baril est inférieur à 10 dollars du produit de 8,4 \$ le baril multiplié par le prix fixé (prix fiscal) si le baril évolue entre 10 et 14 dollars.

Si le prix fixé du baril est supérieur à 22 dollars (indexé), les coûts pétroliers sont remboursés (pour chaque qualité d'hydrocarbures) par un nombre de barils dont la valeur maximale sera égale au produit de la production nette de la qualité d'hydrocarbures, multiplié par 60, et multiplié par 22\$ dont la valeur est actualisée.

C'est ainsi que le contrat de partage de production relatif au permis de « Mer profonde sud » du 6 mai 1996 prévoit que pour le remboursement des coûts pétroliers autres que les provisions et dépenses pour abandon et autres que le bonus et la Provision pour Investissements Diversifiés (PID), dès le démarrage de la production d'hydrocarbures sur l'un quelconque des permis, chaque entité composant le Contracteur aura le droit de récupérer sa part des coûts pétroliers ici considérée. Cette part est calculée en fonction du pourcentage d'intérêt qu'elle détient dans les permis, en prélevant gratuitement chaque année civile une part de la production d'hydrocarbures liquides, dont la valeur sera au plus égale à 65 % de la valeur de la production nette de la zone de permis et qui sera appelée « *Cost Oil* ». La valeur maximale du *Cost Oil* est appelée « Cost Stop ».

2.1.2. **LES DROITS ISSUS DE TEXTES LEGISLATIFS ET REGLEMENTAIRES**

Les obligations « légales » de paiement des sociétés pétrolières s'articulent :

- Sur la loi 24 – 54 du 23 août 1994 portant code des Hydrocarbures
- Sur les compléments législatifs et réglementaires qui résultent de la législation fiscale générale ainsi que des règles spécifiques du secteur pétrolier contenues dans les textes législatifs et conventionnels (y incluse la consultation de la DGI).

2.1.2.1. Les dispositions du Code des hydrocarbures (CH) afférentes à l’initiative pour la transparence des industries extractives (ITIE/EITI)

2.1.2.1.1. Dispositions d’ordre général

En vertu de la loi 24-54 portant CH qui exclut les hydrocarbures du champ d’application du Code Minier de la loi 23-82 du 7 juillet 1982, il est spécifié par son article 2 que, en cas de conflit entre la loi qui porte CH et d’autres dispositions légales ou réglementaires applicables « à la prospection, la recherche, l’exploitation et le transport des hydrocarbures », les dispositions du CH et de ses textes d’application auront à prévaloir.

Aux termes de l’article 28 du CH de 1994, il est précisé que ce Code d’un caractère plus directif que prescriptif constitue une loi cadre qui devrait être complétée par des textes réglementaires édictés par différentes autorités compétentes de l’Etat. En de nombreux articles, le CH renvoie à des textes d’application qui n’ont pas encore été pris, et en divers domaines, on ne peut que se référer à des législations ou à des réglementations antérieures.

Il convient de remarquer que la loi n° 6-2 du 18 janvier 2003 portant Charte des Investissements ne semble pas applicable au secteur pétrolier pour autant qu’elle ne vise expressément que les activités minières dont le régime est clairement distingué de celui des hydrocarbures. L’article 41 de la charte ne paraît en effet pas permettre de rattacher le régime particulier des hydrocarbures au régime général des investissements.

2.1.2.1.2. Dispositions du Titre 10 du CH. Régime fiscal et douanier

Le Titre 10 du CH spécifie notamment en ses articles 40 et 53 :

- a) - Les activités de prospection et de recherche sont soumises à l’impôt sur les sociétés (IS) au taux de 35%. et à une redevance minière proportionnelle RMP. Les règles d’assiette, de recouvrement, de contrôle, de sanction, de prescription et de contentieux sont régies par la législation fiscale en vigueur, sauf disposition particulière du Code des Hydrocarbures.

L’obtention d’un permis de recherche implique le paiement à l’Etat d’un bonus (droit d’entrée), dont le montant est fixé par le décret attributif du permis. Le bonus n’est pas récupérable sous le couvert d’un amortissement aux fins de calcul de l’IS ou du « Cost Oil ».

- l’impôt sur les sociétés se calcule selon des modalités définies par l’Article 50 du Code des Hydrocarbures et qui prennent en compte un prix de cession officiel variant avec les types d’hydrocarbures et fixé en concertation avec les sociétés productrices.

- b) - chaque permis de recherche fait l'objet d'une comptabilité séparée, sans qu'il y ait de consolidation des pertes et profits entre permis de recherche distincts, sauf autorisation législative par le Parlement (technologie très onéreuse, difficultés de zones exceptionnelles).
- la RMP est fixée à 15% pour les hydrocarbures. En cas de découverte de gaz Naturel, elle est fixée après concertation entre l'Etat et les intéressés.

- c) La RMP est fixée à 15% pour les hydrocarbures liquides.

Pour les gaz, elle est due, mais doit être fixée par concertation entre l'Etat et le producteur. Payable en numéraire ou en nature le 20 du mois qui suit la production.

- les règles d'assiette, de recouvrement, de contrôle, de sanction, de prescription et de contentieux sont régies par la législation fiscale en vigueur, sauf disposition particulière du Code des Hydrocarbures.

- l'obtention d'un permis de recherche implique le paiement à l'Etat d'un bonus (droit d'entrée), dont le montant est fixé par le décret attributif du permis, le bonus n'est pas récupérable sous le couvert d'un amortissement aux fins de l'IS ou du « Cost Oil ».

- le décret attributif du permis, contrairement aux dispositions de la loi, paraît n'avoir rien prévu.

- l'impôt sur les sociétés se calcule selon des modalités définies par l'article 50 du Code des Hydrocarbures et qui prennent en compte un prix de cession officiel variant avec les types d'hydrocarbures et fixé en concertation avec les sociétés productrices.

- Chaque permis de recherche fait l'objet d'une comptabilité séparée, sans qu'il y ait de consolidation des pertes et profits entre permis de recherche distincts sauf autorisation législative par le Parlement (en cas de technologie très onéreuse, de difficultés de zone exceptionnelles).

- La redevance minière proportionnelle est fixée à 15% pour les hydrocarbures. Requis en cas de découverte de gaz naturel, elle est fixée après concertation entre l'Etat et les intéressés.

2.1.2.1.3. Dispositions relatives au paiement d'une Redevance Superficiaire

Le titre II du CH a institué une redevance superficielle payable par le titulaire de tout permis de recherche ou d'exploitation en rémunération des surfaces mises à sa disposition par l'Etat.

En vertu des articles 54 et 55 du titre II du CH, a été pris un décret 2000-186 du 12 août 2000 qui fixe le taux et les règles de perception, de recouvrement et de gestion de cet impôt.

Tout titulaire d'un permis de recherche ou d'exploitation est assujéti au paiement de cette redevance chiffrée en fonction du Kilométrage couvert par le permis. Soit au taux de 3 000 FCFA/Km² pour un permis de recherche et au taux de 800 USD/Km² pour un permis d'exploitation. Les sommes perçues sont versées au trésor public qui en assure la gestion et la gestion et la répartition, à raison de 1/3 à destination de l'Etat et de 2/3 pour les collectivités publiques.

2.1.2.1.4. La valorisation des Hydrocarbures aux fins du calcul de l'impôt. A.50 du CH

Les hydrocarbures sont valorisés sur la base d'un prix de cession officiel en vue du calcul de l'impôt sur les sociétés (IS) de la RMP et de la fixation du prix de cession aux industries Nationales.

Le prix de cession officiel est fixé pour chaque type d'hydrocarbures, en négociation avec les sociétés pétrolières, selon des modalités « qui seront fixées par décret pris en conseil des ministres. » Le CH a été adopté en 1994. Par un décret n° 2005- 499 du 30 décembre 2005 a été fixée la classification des produits pétroliers et la méthodologie de détermination des prix des produits pétroliers.

2.1.2.1.5. La spécificité du régime fiscal de la production d'hydrocarbure.

Pour les sociétés dont les activités sont couvertes par un permis de recherche ou d'exploitation est prévue une exonération de tous impôts et taxes intérieures. Restent soumis à taxation et à paiement à l'Etat (A.51 CH) :

- Le bonus (droit d'entrée), non récupérable (A. 41- CH) ;
- L'impôt sur les sociétés, IS ;
- La redevance minière proportionnelle, RMP ;
- La part de Profit Oil de l'Etat ;
- Les impôts fonciers bâtis et non bâtis ;
- Les droits d'enregistrement et de timbre ;
- et les taxes rémunérant un service.

2.1.2.2. **Les compléments législatifs et règlementaires du CH**

2.1.2.2.1. L'aspect partiel du cadre règlementaire d'application

Le Code des Hydrocarbures a été complété par des textes spécifiques qui ne constituent que les éléments plus ou moins hétérogènes d'un véritable cadre règlementaire d'application. Il y aura lieu de citer au niveau de la loi et du décret.

- Une loi 4-98 du 28 août 1998 fixant les obligations des sociétés pétrolières en matière de démantèlement des installations de production des hydrocarbures et de réhabilitation des sites ;
- Une loi 3-2000 du 1^{er} février 2000 fixant les conditions de la sous-traitance en République du Congo, des décrets 2000 – 160 et 2000 – 161 du 7 août 2000 portant création d'une commission d'agrément et réglementation de la sous-

traitance dans le secteur pétrolier, assortis d'un arrêté 1214 du 19 mars 2001 qui fixe les conditions d'obtention du susdit agrément ;

- Un décret 99-98 du 14 juin 1999 fixant les modalités de gestion des dépôts de garantie des opérations de démantèlement des installations pétrolières et de réhabilitation des sites ;
- Un décret 2001-615 du 31 décembre 2001, qui porte approbation du Plan National d'intervention d'urgence en cas de pollution par les hydrocarbures en milieu marin et côtier ;
- Un décret n° 2005-699 du 30 décembre 2005 fixant la classification des produits pétroliers et la méthodologie de détermination des prix des produits pétroliers ;
- Un décret 2000-186 du 12 août 2000 qui fixe le taux et les règles de perception, de recouvrement et de gestion de la Redevance Superficiare (Titre 11 – Article 54 et 55 du CH).

2.1.2.2.2. Le CH en tant que Loi-Cadre de la législation pétrolière

L'article 28 du CH édicte que celui-ci constitue une loi cadre qu'il sera nécessaire de compléter par un ensemble de textes réglementaires puis par les différentes autorités compétentes de la République. Sans que la liste ait une valeur limitative, l'article 30 du CH énumère divers textes d'application dont certaines concernent directement ou indirectement les permis de recherche ou d'exploitation.

Parmi les textes réglementaires qui intéressent particulièrement l'Initiative ITIE, on citera :

- La détermination des formes et fréquences de fournitures des données et informations à transmettre au Ministère des Hydrocarbures qui sont visées par l'A 28 du CH ;
- La détermination des méthodes de comptage et de métrage ;
- La nomination des inspecteurs visés par l'Article 29 du CH investis par le Ministère en charge des Hydrocarbures d'une mission de vérification, de contrôle et de police à titre permanent.

En l'absence des textes d'application ou d'un décret de règlement général conforme à cette loi-cadre qu'est le CH, et dans l'attente de leur adoption, il conviendra de se référer au contenu du décret 86-814 du 11 juin 1986 fixant certaines conditions d'application du Code Minier, particulièrement à son chapitre III – Permis de recherche en ses articles 18 à 38, même si ce texte a perdu son fondement juridique, dès lors que la loi 24-54 du 23 août 1954 en son article 2 exclut les hydrocarbures du champ d'application de la loi 23-82 du 17 juillet 1982 portant Code Minier (transpositions permises par le principe de la Raison écrite, Ratio Scripta).

2.1.2.2.3. Le défaut de textes d'application

Ce défaut a déjà été souligné dans le rapport d'audit des procédures d'attributions du permis relatif au Bloc Marine XI (points 1321 et 1323) rédigé en 2006.

Quoi qu'il en soit des solutions juridiques auxquelles il serait possible de recourir à titre provisoire, les décrets dont le Code des Hydrocarbures fait état, en désignant dans divers articles de la loi les domaines qu'ils ont à traiter, n'ont pas été pris. Ces textes

d'application se réfèrent à divers articles de la loi-cadre de 1994 et sont destinés à lui donner son plein effet. Seul a été pris le décret 2005-699 du 30 décembre 2005 (titre x du CH article 50) qui détermine les modalités de fixation du prix de cession officiel, base de la valorisation des hydrocarbures aux fins de l'IS et de la Redevance minière proportionnelle.

Resterait à prendre les textes réglementaires suivants qui intéressent directement ou indirectement l'Initiative ITIE :

- La fixation des modalités de traitement des sondages, tubages et têtes de puits situés dans les parties abandonnées des permis (article 15 du Code Pétrolier (CH) ;
- La fixation des modalités selon lesquelles, à l'expiration totale ou partielle d'un permis de recherche, soit au terme de chaque période de validité, soit en cas de renonciation ou d'annulation, sont traités des sondages, tubages, têtes de puits situées dans les parties abandonnées de permis (Art 19) ;
- Les conditions de fourniture et de conservation des données et informations techniques de base acquises dans le cadre des activités de prospection et de recherche de développement et d'exploitation, couvertes par une autorisation ou un permis (Art 20) ;
- Les textes réglementaires complétant la « loi-cadre » édictés par les « différentes autorités compétentes de l'Etat ». (Art 28 du CH) ;
- La fixation des modalités de fixation des prix de cession officiel, base de la valorisation des hydrocarbures aux fins de l'IS, de la redevance minière proportionnelle (Art 50 du CH) ;
- Les procédures d'audit, qui sont du ressort des commissaires aux comptes ou de préférence d'un cabinet international spécialisé. La vérification effective par un organisme au choix du Ministre des Hydrocarbures sous son autorité conjointe avec celle du Ministre en charge des Finances (Art 52) ;
La fixation des modalités d'application du CH (Art 68).

2.1.2.3. Les textes du code général des impôts concernant la fiscalité des hydrocarbures CGI (hors CH)

La législation qui régit le secteur pétrolier, et qui le complète, comporte :

2.1.2.3.1. Un article 126 du Code Général des impôt en sa « sous section 2 : Régime des sociétés mères et des filiales »

L'Article 126-1 édicte entre autres dispositions que quand une société par actions possède des actions nominatives d'une société par actions ou des parts d'intérêts d'une SARL, les produits nets des actions ou des parts d'intérêts de la seconde société perçus par la première au cours de l'exercice sont retranchés du bénéfice net total de celle-ci, défalcation faite d'une quote-part de frais et charges. Cette quote-part est fixé à 10% du montant des dits produits.

Une telle disposition n'est cependant applicable que si les actions ou parts d'intérêts possédées par la Société mère représentent au moins 25% du capital de la filiale et que

les sociétés mères et les filiales ont leur origine sociale dans la CEMAC (sous-section 4 – Régime des personnes morales étrangères).

L'article 126 quater A édicte, entre autres dispositions :

- Que l'impôt sur les sociétés des personnes morales étrangères définies à l'article 126 ter est assis sur la base d'un pourcentage forfaitaire du chiffre d'affaires hors taxe réalisé dans la République du Congo, et fixé à 22%.

L'article 126 sexies édicte entre autres dispositions :

- Des articles 133 et 134 « section 3 Régime spécial des exploitations minières du CGI ».

Les entreprises pétrolières sont autorisées à constituer des provisions pour reconstitution des gisements dans les conditions fixées par les articles 134 à 140 bis du CGI. Il est spécifié que le montant de la provision en matière d'hydrocarbures liquides ou gazeux ne peut pour chaque exercice excéder :

- Ni 27,50% du montant des vastes produits marchands extraits de ces types de gisements exploités par l'entreprise et dont les résultats entrent dans les champs d'exploitation de la réglementation de l'impôt sur les sociétés (IS),
- Ni les 50% du bénéfice net imposable des produits extraits de ces types de gisements que l'entreprise possède au Congo.

2.1.2.3.2. La taxe spéciale sur les Hydrocarbures

L'ordonnance n° 018/89 du 28 juin 1984 qui fixait le régime douanier applicable aux produits pétroliers raffinés au Congo a été abrogée par la loi de finances de 1982 modifiée par la loi de finances de 1994. En vertu de l'article 3.3 du CGI, il a été institué une taxe dénommée « Taxe spéciale sur les hydrocarbures », à des taux variant selon les produits pétroliers en cause.

2.1.2.3.3. Le régime de TVA applicable au secteur pétrolier

En vertu de 3-4 « Modalité d'application de la TVA au secteur pétrolier » en ses articles 1 à 14 introduits ou modifiés par le décret n° 2001-922 du 19 octobre 2001, il est spécifié que les activités pétrolières réalisées au Congo entrent dans le champ d'application de la TVA, que l'exportation des produits pétroliers est imposée au taux 0 et qu'elle donne droit à la déduction de la TVA qui a grevé en amont les acquisitions des biens et services de toutes espèces non expressément exclus du droit à déduction de l'article 6. L'article 6 concerne les biens et services destinés à l'usage domestique et/ou privatif de la société, du personnel et des tiers, dont il donne une liste énonciative.

Lorsque le remboursement de la TVA a été effectué par importation à la source par la société pétrolière, celle-ci doit fournir à l'administration fiscale, une déclaration mensuelle relative aux apurements pour remboursement ainsi qu'une copie de la déclaration complète des impôts, droits et taxes sur lesquels l'imputation a été effectuée.

Les opérations de mise à la consommation sur le marché intérieur des produits pétroliers rendent exigible la TVA (sauf dispositions contraires de la loi) et à l'exclusion des consommations nécessaires aux activités pétrolières de recherche, de mise en valeur, de production, de stockage et de commercialisation des hydrocarbures bruts.

2.1.2.3.4. La quittance délivrée par la DGI

En vertu de l'Article 52 du CH, l'administration fiscale est habilitée à délivrer à la société pétrolière intéressée une quittance certifiant le versement et la liquidation de l'IS. Des vérifications peuvent être effectuées à l'initiative de l'Etat qui peuvent avoir pour objet la confirmation des calculs du Cost Oil, du Profit Oil ainsi que des calculs de l'IS et de la RMP. (Voir sur le quitus fiscal infra)

2.1.3. LES DROITS ISSUS DE TEXTES CONVENTIONNELS DE NIVEAU LEGISLATIF

2.1.3.1. Les ordonnances des 27 octobre et 29 novembre 1968 approuvant les conventions d'établissement établies avec la société ERAP et la société AGIP et les agréant au régime II défini par la Convention commune des Investissements dans les Etats de l'UDEAC

Les ordonnances agréant la société ERAP d'une part et AGIP S.A d'autre part au régime de la Convention commune des Investissements dans les Etats de l'UDEAC et ratifiant les conventions d'établissement passées entre la République et ces deux sociétés forment la base du régime applicable aux deux principaux opérateurs. Ces conventions et leurs avenants ont valeur législative car au Congo tous les contrats pétroliers, contrats d'Etat, sont ratifiés par une loi ou une Ordonnance.

La Convention du 11 Novembre 1968 entre la République du CONGO et AGIP S.pA a été approuvée par l'Ordonnance n° 8/68 du 29 novembre 1968.

Les dispositions de l'ordonnance du 29 novembre 1968 agréent la société ERAP (Entreprise de Recherches et d'Activités Pétrolières) au régime II défini par la Convention commune des Investissements dans les Etats de l'Union Douanière et Economique de l'Afrique Centrale (UDEAC).

2.1.3.1.1. L'ordonnance du 17 octobre 1968 portant approbation de la Convention d'Etablissement du 17 octobre 1968

L'ordonnance du 17 octobre 1968 passée entre la République et ERAP, établissement public de l'Etat Français à caractère industriel et commercial (EPIC) porte approbation de la Convention d'Etablissement entre les deux parties en date du 17 octobre 1968. Cette convention a pour objet de définir dans le cadre de la législation minière du Congo, du Code des Investissements de la République et de la Convention Commune sur les investissements dans les Etats de l'UDEAC, les droits et obligations des parties pour ce qui concerne les activités entreprises par ERAP en République du Congo.

Entre autres dispositions pertinentes des Titres I et II de la Convention, il est spécifié que :

- La Convention est conclue pour la durée des permis de recherches obtenus par le titulaire sur le territoire de la République, y compris leur période de renouvellement ainsi que des concessions et exploitations qui en découlent.
- Une Société anonyme de droit congolais sise au Congo au capital de 50 Millions de francs CFA devra être créée dans un délai d'un an à compter de l'approbation de la Convention, dont la République détiendra 20% des actions au titre de l'apport du permis de recherche. En cas de découverte, le capital social sera porté à un montant minimal de 1 milliard de francs CFA et le taux de participation forfaitaire de 20% croîtrait au rythme de la progression de la production annuelle selon des modalités fixées à l'Article 4 Titre II de la Convention.

2.1.3.1.2. La garantie pour la durée de la convention de la stabilité des conditions générales juridiques, financières et économiques

L'article 5 Titre III de la Convention garantit au titulaire pour la durée de la Convention la stabilité des conditions générales, juridiques, financières et économiques de la recherche de l'exploitation et du transport des hydrocarbures sur lesquels il exercera ses activités, sous réserve et par dérogation de ce qui concerne la législation du travail et ses modifications éventuelles.

Un régime fiscal de longue durée est octroyé au titulaire, par application de l'article 25 de la Convention de l'UDEAC précitée. Des encouragements fiscaux et divers types d'exonérations font l'objet d'une liste énonciative aux articles 10 et 11 de la Convention, en l'absence d'un Code des Hydrocarbures qui ne sera adopté qu'en 1994.

Cependant, l'article 12 de la Convention établit une redevance minière proportionnelle (RMP) qui devrait être calculées par permis d'exploitation ou par concession, conformément à un barème progressif pour les hydrocarbures et gazeux, qui fixerait la RMP à 15% pour la tranche supérieure à 5.000.000 tonnes (liquides) et à 5% pour la tranche supérieure à 300 Millions M³ par an.

2.1.3.2. Les avenants aux conventions de 1968

Pour Elf, les avenants seront les suivants

2.1.3.2.1. Avenant n° 1 de 1970 pris sur décret n° 70-321 du 5 octobre 1970 qui autorise la Mutation au profit de la Société ELF-Congo du permis de recherche de type A, dit « Permis de Pointe Noire - Grands Fonds », étant entendu que la Société ELF-Congo constitue la Société affiliée à l'ERAP créée en application de l'Article 4 Titre II de la Convention de 1968.

Un décret n° 70-354 du 18 novembre 1970 instituait d'autre part au bénéfice de ELF-Congo une concession de mines à l'intérieur du permis précité de Pointe Noire Grands Fonds, dite « Concession d'Emeraude ».

2.1.3.2.2. Avenant n° 2 du 4 juin 1973

Cet Avenant a pour objet de définir les conditions d'application de la Convention de 1968 qui concernent les activités du bénéficiaire sur les permis de recherche dont il est titulaire, autres que celui de Pointe Noire Grands Fonds, ainsi que sur les permis d'exploitations qui découleraient de ces autres permis de recherche.

2.1.3.2.3. Avenant n° 3 passé entre la République et AGIP

Les Avenants 1 et 2 demeurent applicables, sous réserves de modifications par l'Avenant n° 3, aux travaux de recherche, de développement et d'exploitation effectués par AGIP- Recherches Congo dans le cas du Permis de Recherche de Madingo-Maritime, tel qu'il a été renouvelé par l'avis du Ministres des Mines et de l'Energie n° 583 du 14 octobre 1977 sur l'avenant n° 2 du 4 juin 1973.

2.1.3.2.4. Avenant n° 4

Une ordonnance n° 044/77 du 21 juillet 1977 porte approbation de l'avenant n°4 passé entre la République et la société ELF-Aquitaine à qui ont été transmis les droits et obligations de l'ERAP dans ses relations contractuelles avec le Congo, suivant échange de lettres en dates des 28 avril et 11 juin 1976.

2.1.3.2.5. Avenant n° 5

Cet avenant passé entre ELF Aquitaine et ELF Congo en date du 24 mars 1994 spécifie :

- Qu'à compter du 1^{er} septembre 1993, les comptabilités, calculs et paiements seront traités en dollars US. Le capital de ELF Congo libellé en US\$ subit une conversion sur la base du taux en vigueur le 31 août 1993 ;
- Que le taux de la RMP applicable au gisement d'Emeraude est fixée à 12% mais que lorsque le prix commercial sur Djeno Melange atteint une moyenne de 18 US\$ par baril sur un trimestre calendaire, le taux de la RMP est de nouveau fixé à 17,5% ;
- Qu'un Comité du Suivi est chargé d'examiner les propositions de l'opérateur et les résultats en matière de coûts et de travaux d'exploitation.

2.1.3.2.6. Avenant n° 6

Cet avenant entre la République et ELF Aquitaine en date du 21 avril 1994 a été passé selon l'accord du 30 juin 1985, approuvé par l'Ordonnance 28-89 du 20 septembre 1985.

Cet avenant n°6 revêt une grande importance dans la mesure où il retient la forme nouvelle du Contrat de Partage de Production (CPP) tant pour les nouveaux permis de recherche qui seront attribués à ELF Congo dans l'avenir que pour les permis d'exploitation existants de Haute Mer et de N'Kossa.

Il est en outre précisé que les travaux sur les permis de recherche autres que celui de Pointe Noire-Grands Fonds ainsi que les titres d'exploitation qui découlent de ces permis de recherche seront effectués par le bénéficiaire en associations avec la Société d'Etat Congolaise (Hydro Congo).

Les articles 2 à 5 de l'Avenant n°6 définissent le champ d'application et les principes des régimes du CPP. Ils répartissent le Cost Oil entre dépenses de recherches, de développement et d'exploitation et dépenses antérieures à la date d'entrée en vigueur de l'Avenant n° 6.

En son article 6, l'Avenant définit le régime fiscal applicable aux CPP. Il spécifie, à l'exception des dispositions relatives à l'IS et à la RMP, le régime fiscal et douanier défini par la Convention d'Etablissement de 1968, ses avenants 1 à 5 et l'accord du 30 juin 1989 applicable au CPP.

2.1.3.2.7. Avenant n° 7

L'avenant n°7 passé entre la République, ELF-Aquitaine et ELF Congo en date du 16 mars 1995 a été approuvé par une loi du 23 mars 1995.

Il est précisé que le bénéfice du régime fiscal qui résulte de la Convention de 1968 telle que modifiée par les Avenants 1 à 5 et l'accord du 30 juin 1989 expirera pour tous les titres miniers détenus par le bénéficiaire et qui n'entrent pas dans le champ d'application de l'Avenant n°6, sauf prorogation au 31 décembre 2015.

2.1.3.2.8. Avenant n° 8

Cet Avenant en date du 22 juillet 1995 entre la République et ELF Aquitaine a été pris en application de la loi 03-95 du 15 mars 1995 qui avait pour objet d'autoriser le gouvernement à négocier la transformation du régime juridique et fiscal applicable aux titres miniers soumis à concession en un régime de CPP.

Dans ce contexte, ELF Congo a accepté de soumettre au régime de CPP divers permis d'exploitation et concessions dont la société est titulaire.

2.1.3.2.9. Avenant n° 9

Passé entre la République, ELF Aquitaine et ELF-Congo en date du 23 novembre 1995, l'avenant a pour but d'étendre le régime de CPP à l'ensemble des champs pétroliers dont ELF Congo est copropriétaire avec AGIP-Recherche Congo, conformément aux dispositions de la loi 03-95 du 15 mars 1995.

2.1.3.2.10. Avenants n° 10 et n° 11

Par décret n° 56/211 du 4 mai 1996 approuvé par la loi 21-96 du 10 mai 1996, a été attribué à ELF Congo le permis de recherche « Mer Profonde Sud » dont les opérations font l'objet d'un CPP.

Par décret n° 97-135 du 16 mai 1997, a été attribué dans la mêmes conditions à ELF Congo un permis de recherche « Mer Très profonde Sud ».

2.1.3.2.11. Avenant n° 12

L'avenant n° 12 du 13 octobre 1998 entre la République, ELF Aquitaine et ELF Congo approuvé par l'ordonnance n° 6.2000 du 23 février 2000 a pour objet de modifier et de compléter certaines dispositions de l'Avenant n°6 de la Convention de 1968, uniquement pour ce qui concerne le permis de recherche « Haute Mer » et les permis d'exploitations qui en découlent.

Dans le cadre du CPP applicable aux travaux pétroliers, il est entendu que :

- La zone A désigne la partie du permis de recherche « Haute Mer » correspondant aux limites géographiques du permis d'exploitation de N'Kossa.
- La zone B désigne la totalité de la zone géographique couverte par les permis à l'exception des zones A et C.
- La zone C désigne la partie du permis de recherche « Haute Mer », à l'exclusion de la zone A, correspondant aux limites géographiques de tout permis d'exploitation issu du permis et comprenant en champ dont les recherches initiales prouvés sont supérieures à 400 millions de barils.

D'autre part, au titre de la définition et de la récupération du Cost Oil, en plus des dépenses de recherches, de développement, d'exploitation et des dépenses antérieures à l'entrée en vigueur de l'Avenant n° 6, il est institué une Provision pour Investissements diversifiés (PID) afférente au permis ainsi que les provisions constituées et les dépenses effectuées dans le conditions définies par le CPP en vue de la remise en état des sites, à l'issue de l'exploitation.

2.1.3.2.12. Avenant n° 13

Conclu entre la République ELF Aquitaine et Total Elf Congo (TEP Congo) antérieurement dénommée ELF Congo, société de droit congolais, l'avenant en date du 10 juillet 2003 a pour objet d'étendre les dispositions spécifiques en matière de provision, pour remise en état des sites pétroliers au permis d'exploitation N'Kossa. Il a fait l'objet d'une approbation par la loi 27-2003 du 7 octobre 2003.

2.1.3.2.13. Avenant n° 14

Par décret n° 2003-246 du 26 septembre 2003, tel que modifié par le décret 2003-252 du 7 octobre 2003, a été attribué à TEP-Congo un permis de recherche dénommé « Haute Mer » qui a fait l'objet d'un CPP, dans le cadre de l'avenant n°14 conclu entre la République, TEP-Congo et Total, société anonyme de droit français et approuvé par la loi n°18-2004 du 2 décembre 2004.

2.1.3.2.14. Avenant n° 15

Conclu entre la République, Total et TEP Congo en date du 8 juillet 2009 et approuvé par la loi 11-2005 du 13 septembre 2009, l'avenant n°15 a pour objet de préciser les conditions particulières applicables à la zone D qui correspond au Permis d'exploitation de Milo Bilondo et, à cet effet, de modifier et compléter certaines dispositions de l'Avenant n°12.

2.1.3.3. Les avenants à la Convention d'Etablissement avec AGIP

Ces avenants suivent un régime parallèle aux avenants passés par Elf. On se contentera donc de les citer ci-après en précisant seulement l'essentiel, à savoir l'avenant n° 8 par lequel la République et l'ENI ont arrêté les modalités de leur coopération dans le CPP concernant l'ensemble des permis d'exploitation issus de l'ancien permis de recherche Madingo Maritime attribué le 29 octobre 1969.

- Les avenants n°1 et n°2 à la Convention du 11 Novembre 1968, approuvés par l'Ordonnance n°22/73 du 7 juillet 1973 ;
- L'avenant n°3 à la Convention du 11 Novembre 1968, approuvé par l'Ordonnance n° 045/77 du 21 novembre 1977 ;
- L'avenant n°4 à la Convention du 11 Novembre 1968, approuvé par l'Ordonnance n° 019/89 du 30 août 1989 ;
- L'accord du 16 Mars 1989, approuvé par l'Ordonnance n° 021/89 du 1/09/89, qui organise :
- L'Avenant n°5 à la Convention du 11 Novembre 1968, approuvé par la loi n° 09/94 du 6 juin 1994 ;
- L'Avenant n°6 à la Convention du 11 Novembre 1968, approuvé par la loi n° 10/94 du 6 juin 1994 par lequel le Congo et AGIP. ont arrêté les modalités de leur coopération dans le CPP concernant l'ensemble des permis d'exploitation issus du permis de recherche Marine X ;
- L'Avenant n°7 à la Convention du 11 Novembre 1968, approuvé par la loi n° 27/95 du 5 décembre 1995 ;
- L'Avenant n° 8 à la Convention du 11 Novembre 1968 approuvé par la Loi n° du 5/12/1995 traite du régime juridique et fiscal nouveau des permis issus de l'ancien permis de recherche de Madingo (Loango et Zatchi) et fixe les principes du régime du partage de production qui doivent être incorporés et finalisés dans un CPP spécifique ;
- L'Avenant n° 9 à la Convention du 11 Novembre 1968, approuvé par la Loi n° 3 - 2006 du 30 mars 2006 ;
- Le Protocole d'Accord et l'Addendum au Protocole d'Accord entre la République du Congo, la Société ENI SPA et la Société ENI Congo S.A. du 17 mai 2006.

2.1.3.4. Les Contrats de partage de Production CPP au Congo

Les dispositions fiscales des CPP, que comportent les décrets d'attribution des permis de recherche ou d'exploitation, ont valeur législative, puisque les CPP font l'objet d'une approbation législative. Entre la loi d'approbation de tout CPP et le Code des Hydrocarbures peut s'élever un conflit qui pose un problème de prévalence d'un texte sur l'autre.

L'article 2 du CH prévoit qu'au cas où naîtrait un conflit entre la loi qui porte Code et d'autres dispositions légales ou réglementaires applicables « à la prospection, à la recherche, l'exploitation et le transport des hydrocarbures », les dispositions du CH et de ses textes d'application ont à prévaloir. Dans ces conditions, il serait entendu qu'en cas de conflit de normes juridiques, les dispositions du CH prévaudraient sur les stipulations d'un CPP, qui aurait fait l'objet d'une approbation par la voie d'une loi.

2.1.3.4.1. Le contexte juridique et financier du CPP

Les décrets qui accordent des permis de recherche ou d'exploitation d'hydrocarbures sont désormais articulés sur des CPP. Ceux-ci font l'objet d'une approbation législative, laquelle détermine :

- Le programme minimal des travaux à exécuter sur le périmètre du permis.
- L'autorisation éventuelle de s'associer à d'autres sociétés pour la mise en valeur du permis de recherche ou des permis d'exploitation qui en découlent
- Le paiement d'un bonus non récupérable à la République, libellé en US\$ dont le montant a été au préalable discuté entre l'Etat et son partenaire.

Il est en outre spécifié par le CPP :

- que le contrat passé constitue un CPP sur la zone de permis et est régi par les dispositions de la loi n° 24-54 du 23 août 1994 portant Code des Hydrocarbures particulièrement en son Titre 5 Articles 35 à 39 ;
- que pour le compte du Contracteur, l'opérateur, qu'il désigne dans le cadre du contrat d'Association a, entre autres, pour tâche de préparer les budgets correspondant aux travaux et leurs modifications éventuelles, avant soumission au Comité de Gestion ;
- que l'opérateur tient la comptabilité des travaux pétroliers, prépare et soumet annuellement les comptes à la République, conformément aux dispositions de la Procédure Comptable ;
- que le Contracteur doit faire des appels d'offres pour les matériels et services dont les coûts sont estimés supérieurs à telle somme pour les travaux de recherche, à telle autre somme pour les travaux de développement ou d'exploitation, sauf décision contraire du Comité de Gestion ;
- que pour les travaux de Recherche et de Développement, les travaux d'Exploitation et d'abandon, les budgets proposés par l'Opérateur sont soumis aux décisions du Comité de Gestion qui sont prises à l'unanimité ;
- que les livres et écritures comptables et tous documents financiers et techniques du Contracteur se rapportant aux travaux pétroliers sont soumis aux vérifications et inspections périodiques de la République. Les frais afférents à ces contrôles sont pris en charge par le Contracteur, dans la limite d'un certain montant ;

- qu'à l'occasion de la conversion de devises ou de toutes autres opérations de change relatives aux frais pétroliers, le Contracteur ne réalise ni gain ni perte à porter aux comptes des coûts pétroliers.

2.1.3.4.2. Dispositions relatives aux Contrats de Partage de Productions (CPP) du CH

L'article 35 du Titre 9 du CH précise que dans le cadre d'un CPP concernant la production d'Hydrocarbures des gisements couverts par le titre minier entre l'Etat et la société pétrolière :

- Une part de la production est affectée au remboursement du Cost Oil et ne peut être supérieure à 60% de la production annuelle provenant de l'ensemble du permis d'exploitation découlant d'un même permis de recherche.
- Cette part de production peut être portée à un niveau supérieur, sans excéder 70% de la production dans certains cas (Importance des travaux, par exemple en mer très profonde, utilisation d'une technologie onéreuse, difficultés de zone exceptionnelles).
- Après déduction de la redevance minière proportionnelle (RMP) et du Cost Oil, le Profit Oil est partagé entre l'Etat et l'opérateur pétrolier selon des modalités que fixe le CPP.
- Toute cession par une société à un tiers de tout ou partie de ses actifs, intérêts, ou obligations afférentes à ses activités pétrolières au Congo, toute opération susceptible d'entraîner un changement de contrôle de la société doit faire l'objet d'une information préalable du ministre des Hydrocarbures pour approbation.

2.1.3.4.3. Les modalités du remboursement du Cost Oil

Le remboursement des coûts pétroliers sur la zone du permis s'effectue par affectation d'une part de la production d'hydrocarbures liquides en provenance de la zone où celui-ci s'exerce. La valeur du Cost Oil est déterminée en utilisant le prix fixé pour chaque qualité d'hydrocarbures qui se réfère au prix de référence (Brent de la Mer du Nord) ainsi qu'au prix paritairement et mensuellement déterminé par le Contracteur et la République.

Les coûts pétroliers comprennent les dépenses pour travaux pétroliers effectivement encourues par le Contracteur et les provisions liées à ceux-ci. Le remboursement du Cost Oil s'effectue selon l'ordre de priorité suivant : coûts des travaux d'exploitations, du développement, de recherche, provisions décidées pour la couverture des travaux d'abandon.

Si le prix fixé est compris entre 10 et 14 dollars par baril, le Cost Oil sera au plus égal au produit de 7 dollars par baril multiplié par la Production Nette exprimée en barils.

Si le prix fixé est supérieur à 22 dollars par baril, valeur actualisée, le Cost Oil est remboursé par affectation d'une quantité d'hydrocarbures dont la valeur sera au plus égale au produit de la production nette de la zone de permis, exprimé en barils, multiplié par le Cost Oil multiplié par 22 dollars (valeur actualisée).

2.1.3.4.4. Partage de production

Déduction faite de la RMP et du remboursement du Cost Oil, la production nette sur la zone de chaque permis d'exploitation fait l'objet d'un partage de production (Profit Oil) dont les proportions varient en fonction des quantités traitées après accord entre la République et le Contracteur.

S'il y a application du seuil du prix haut, le partage de production s'opérera dans des proportions plus favorables pour la République et très supérieures à ce qui procède d'un partage par moitié du Profit Oil.

2.1.3.4.5. Provision pour investissements diversifiées : PID

La PID a pour objet de permettre d'affecter des fonds au développement de l'économie congolaise.

Le montant de la PID est fixé pour chaque année civile à 1% de la valeur au prix fixé de la production nette de la zone de permis

Les montants affectés à la PID constituent des coûts pétroliers.

2.1.4. LE ROLE DEVOLU A LA SNPC (SOCIETE NATIONALE DES PETROLES DU CONGO) EN MATIERE DE COLLECTE DES DROITS DE LA REPUBLIQUE

2.1.4.1. Le régime juridique de la SNPC

Un décret 83-668 du 30 août 1983 transforme un certain nombre d'entreprises d'Etat en Entreprises Pilotes d'Etat et au premier rang de celles-ci, Hydro Congo (Société Nationale de Recherche et d'Exploitation Pétrolières). Les statuts d'Hydro Congo qui intéressaient la réforme accomplie étaient ultérieurement fixés par un décret 84-402 du 26 avril 1984.

Une loi 1-98 du 23 avril 1998 devait créer la Société Nationale des Pétroles de Congo (SNPC) sous la forme juridique d'un établissement public à caractère industriel et commercial. Exerçant les activités auparavant dévolues à Hydro Congo, la SNPC était subrogée dans les droits et obligations résultant des contrats, accords ou conventions conclus par cette société pétrolière en matière de recherche, d'exploitation ou de production des hydrocarbures liquides ou gazeux.

Les textes constitutifs du régime juridique de la SNPC comportent :

- Un décret 98-454 du 8 décembre 1998 portant approbation des statuts de la SNPC, assorti en annexe des dits statuts.
- Un décret 99-51 du 09 avril 1999 portant transfert à la SNPC des actifs pétroliers et des droits directs ou indirects détenus initialement par la société Hydro Congo, dans les activités de recherche, d'exploitation et de transformation des hydrocarbures et substances dérivées ou connexes.
- Un décret 99-171 du 18 septembre 1999 portant transfert à la SNPC des actifs, droits et participations détenues directement par l'Etat sur les permis et les contrats pétroliers.

- Une convention relative à la détention et à la gestion par la SNPC des droits, actifs et participations de l'Etat dans le domaine des hydrocarbures.
- Un avenant N° 1 à cette convention du 5 janvier 2006.

2.1.4.2. Les missions de la SNPC

2.1.4.2.1. La convention conclue entre l'Etat et la SNPC précisant son rôle de mandataire de l'Etat

Compte tenu du transfert des actifs et droits de l'Etat à la SNPC sur les permis et contrats pétroliers (décret 99-171 du 18 septembre 1999), une convention a été conclue entre l'Etat et la SNPC. Cette convention relative à la détention et à la gestion des droits, actifs et participations de l'Etat par la SNPC a pour objet de préciser les conditions et les modalités de la coopération de la République et de l'EPIC qui joue un rôle de mandataire de l'Etat.

La convention passée avec l'Etat a pour objet de maintenir certaines prérogatives de puissance publique afférentes aux actifs pétroliers considérés et d'instaurer, en certaines matières, la compétence exclusive de la République.

Aux termes de la loi 1-98 du 23 avril 1998 qui la crée, la SNPC a pour mission :

- D'intervenir pour le compte de l'Etat, soit directement, soit à travers des filiales, soit en association avec des partenaires étrangers, dans les opérations qui concernent le traitement des hydrocarbures à ses divers stades, tant à l'étranger, qu'en République du Congo.
- D'entreprendre pour le compte de l'Etat toutes opérations d'investissements, de gestion et d'audit dans le secteur pétrolier et gazeux.
- De détenir et de gérer pour le compte de l'Etat l'ensemble des actifs, des droits directs et indirects, de quelque nature qu'ils soient, détenus initialement par l'Etat ou à travers l'entité Hydro-Congo, notamment dans les activités relatives à la recherche, à l'exploitation des hydrocarbures et des substances dérivées ou connexes.
- De représenter les intérêts de l'Etat dans toutes relations contractuelles avec les tiers dans le domaine considéré, « y compris dans le cadre des opérations de contrôle et de vérification qui incombent à l'Etat ».

2.1.4.2.2. Dispositions annexes

- que l'Etat conserve l'exclusivité de l'attribution des titres miniers (permis de recherche et d'exploitation), tout en ayant la possibilité de recourir à la SNPC pour leur mise en œuvre.
- Que les perceptions ou prélèvements en numéraire auprès des opérateurs des secteurs pétroliers, résulteraient-ils ou non de contrats transférés par l'Etat à la SNPC, relèveront de la seule compétence de la République.
- Que cette disposition de l'article 4-2 de la convention vaut pour la redevance minière et le « Profit Oil » lorsqu'ils sont acquittés en numéraire, ainsi que pour l'impôt sur les sociétés dû par les opérateurs et la redevance superficielle prévue par l'article 54 du Code pétrolier.
- Que les versements en nature par les opérateurs pétroliers sous forme de livraisons de cargaisons d'hydrocarbures, notamment au titre de la redevance

proportionnelle et du « Profit Oil », sont effectués auprès de la SNPC qui, sur mandat de l'Etat, aura à commercialiser et à virer le produit des ventes réalisées sur un compte du Trésor ouvert à la BEAC.

2.1.4.3. Dispositions des textes constitutifs de la SNPC, qui ont une incidence sur les droits de la République

2.1.4.3.1. Les statuts de la SNPC

- Participer dans le cadre des contrats pétroliers à la détermination du prix des produits pétroliers ;
- Détenir et gérer pour le compte de l'Etat l'ensemble des actifs, des droits directs et indirects, de quelque nature que ce soit, détenus par l'Etat ou à travers Hydro-Congo dans les activités relatives à la recherche, à l'exploitation, au traitement et à la transformation des Hydrocarbures ;
- Entreprendre pour le compte de l'Etat toutes opérations d'investissement dans le secteur pétrolier ou gazeux ;
- Représenter les intérêts de l'Etat dans les relations contractuelles avec les tiers dans le domaine de l'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux.

En vertu de l'Article 30 du statut, la SNPC est assujettie aux impôts, taxes et droits de douanes dans les conditions fixées par la réglementation en vigueur.

2.1.4.3.2. Le décret N° 99-51 du 09 avril 1999

Le décret de transfert à la SNPC des actifs et droits d'Hydro-Congo précise en son article 2 que les actifs pétroliers en cause comprennent :

- Les titres miniers
- Les intérêts, droits et participations d'Hydro Congo dans les permis et associations de recherche et d'exploitation des Hydrocarbures où Hydro Congo est partenaire ou partie prenante
- Les droits et actions d'Hydro Congo dans la Congolaise de Raffinage CORAF.

2.1.4.3.3. Le décret N°99-171 du 18 septembre 1998

- Ce décret opère le transfert à la SNPC des actifs, droits et participations détenus directement par l'Etat sur l'ensemble des permis et des contrats pétroliers, notamment sur le permis Yanga Scndji
- Un transfert identique à la SNPC est opéré pour les droits et actifs détenus directement par l'Etat dans la Congolaise de Raffinage CORAF.

2.1.4.3.4. La Convention relative à la détention et la gestion par le SNPC des droits, actifs et participation de l'Etat dans le domaine des Hydrocarbures

Cette convention et son Avenant ont pour objet de préciser les conditions et les modalités selon lesquelles la SNPC détient et gère les Actifs pour le compte de l'Etat, conformément aux textes constitutifs qui lui sont applicables et aux règles relatives à la comptabilité publique qui les complètent. Auprès de la République, la SNPC, qui constitue un EPIC, joue de la sorte un rôle de mandataire.

- a) La SNPC met en œuvre la politique et les orientations stratégiques définies par le gouvernement en matière d'hydrocarbures. Elle assure également la protection et la conservation des actifs.
- b) Si l'Etat conserve l'ensemble des prérogatives de puissance publique dans le domaine de l'attribution des titres miniers, il est spécifié par l'Article 4-1 de la Convention que la République peut avoir recours à la SNPC en tant qu' « outil technique de l'Etat ».
- c) L'Etat confie à la SNPC un mandat de commercialisation des quantités d'hydrocarbures qui lui seront livrées par les opérateurs pétroliers. Dans le cadre de mandat, la SNPC négocie les prix sous l'autorité du chef du gouvernement ou de ses délégués, en tenant compte des tendances du marché et des orientations gouvernementales.

Pour chaque vente effectuée dans le cadre du mandat, la SNPC verse à l'Etat, sur le compte du Trésor ouvert à la BEAC le produit de cette vente, diminué de la rémunération de la SNPC calculée au taux de 1,6% du prix brut de chaque cargaison payée par les acheteurs des hydrocarbures commercialisées. Une telle rémunération sera directement prélevée par la SNPC sur les produits de la vente, préalablement au versement de ceux-ci à l'Etat.

- d) La convention spécifie que la tutelle technique du Ministère des Hydrocarbures peut porter notamment sur l'application de la politique pétrolière, alors que celle du Ministère en charge des Finances portera sur la régularité de la gestion financière de la SNPC au regard des texte applicables et des orientations du gouvernement actionnaire unique.

2.1.4.3.5. L'avenant n° 1 à la convention précitée entre la République et l'ERAP en date du 4 juin 1973.

Les dispositions de la convention applicable à ELF-ERAP et à ELF-Congo ont été étendues par l'avenant n° I à toute société à laquelle tout ou partie de tout droit minier ou de transport aura été transféré. Elles sont également applicables de plein droit à toute société à laquelle le titulaire d'un titre minier ou de transport se sera associé en lui cédant ses participations aux risques, charges et résultats financiers de l'entreprise ou à la production des hydrocarbures découverts. La dénomination « le bénéficiaire » remplace celle de « titulaire ». A la demande de la République, celui-ci est tenu d'affecter par priorité les produits de son exploitation à la satisfaction des besoins de l'industrie congolaise.

La SNPC doit en outre verser des dividendes à la République qui demeure l'unique actionnaire de cet EPIC. Les dividendes proviennent des fonds dégagés par la valorisation des hydrocarbures exploités sur les permis accordés.

2.1.5. **LES CONTROLES PAR LES ORGANISMES PUBLICS HABILITES DES VERSEMENTS FAITS A LA REPUBLIQUE**

2.1.5.1. Le contrôle a posteriori par la Cour des Comptes

2.1.5.1.1. La compétence théorique de la haute juridiction en matière d'EPIC

Conformément à la loi 19-99 du 15 août 1999 qui modifie et complète certaines dispositions de la loi 022-92 du 20 août 1992 portant organisation du Pouvoir Judiciaire, la Cour des comptes et de discipline budgétaire a compétence pour juger de la gestion financière et comptable des établissements publics « quel que soit leur caractère » et, par conséquent, de ce qui concerne la SNPC. Au titre, non plus de ses attributions juridictionnelles mais de ses attributions de discipline budgétaire, la Haute Juridiction sanctionne les fautes de gestion commises au regard de la législation et de la réglementation de la passation des marchés et des contrats. Elle est chargée en outre de sanctionner les infractions de la « morale administrative » sans d'ailleurs préciser la définition juridique de celle-ci ni même se référer à un texte déontologique quelconque. La Cour dispose d'un certain nombre de pouvoirs qui pourraient se révéler utiles dans le contrôle du secteur pétrolier¹.

2.1.5.1.2. Les modalités de contrôle de la SNPC

Aux termes de la loi du 21 avril 1983 portant code de procédure civile, commerciale, administrative et financière au Congo, le contrôle des EPIC, dont la SNPC, comporte :

- L'examen des comptes et bilans assortis des états de développement du compte « profits et pertes » et du compte d'exploitation ainsi que des documents comptables dont la tenue est exigée par le Conseil d'Administration ;
- A partir de ses observations et de ses vérifications, la Cour des Comptes établit un rapport annuel « si elle le juge utile » et l'adresse au Président de la République, aux présidents des deux chambres du Parlement et au Premier Ministre ;
- Sur saisie du Gouvernement, elle donne son avis sur les projets de lois et de règlements relatifs à l'organisation économique et financière de l'Etat ;
- Elle a la faculté d'être consultée par les membres du Gouvernement sur les difficultés d'application des réglementations économiques et financières en vigueur. Ces consultations n'ont pas à faire obstacle à une consultation facultative ou obligatoire dans les cas prévus par la Constitution, les lois et les règlements.

Il y a lieu d'observer qu'au cours de la période 2004-2005-2006 couverte par la conciliation, la SNPC n'a pas fait l'objet d'une vérification ou d'un contrôle de la Cour des Comptes du Congo, à quelque titre de sa compétence que ce soit.

2.1.5.2. Les lois de règlement

¹ La Cour des Comptes établit un rapport annuel, elle a la faculté, mais non l'obligation, de fournir des avis et d'être consultée. Elle dispose aussi du pouvoir de convoquer en vue d'une audition tout directeur ou chef de service d'un ministère et tout membre de telle institution ou d'un corps de contrôle.

S'agissant de textes législatifs qui ne fixent pas des obligations de paiement, comme envisagé au point 1.2.1. ci-dessus, mais permettent de valider les recettes de l'Etat, on rappellera que la première catégorie de sources et celle dont la valeur juridique est la plus élevée, est la loi de règlement. La loi de règlement arrête, après la fin de l'exercice budgétaire, le montant définitif des dépenses et des recettes de l'Etat, ratifie les opérations réglementaires ayant affecté l'exécution du budget, fixe le résultat budgétaire et décrit les opérations de trésorerie. La loi de règlement, document comptable validant l'exécution du budget préparé par la Cour des Comptes, est approuvée par le Parlement, ce qui lui confère une double légitimité qui allie l'autorité du judiciaire à celui du législateur.

Le conciliateur recherchera si les lois de règlement ont été adoptées pour les années considérées (2004 à 2006) et en tirera les conséquences.

2.1.5.3. Les autres Organes de contrôle ou de transparence

2.1.5.3.1. Le RCCM

Sachant que depuis 1998, les sociétés anonymes sont tenues de déposer au greffe du tribunal de commerce, le Registre du commerce et du crédit mobilier (RCCM), dans le mois qui suit leur approbation par l'assemblée générale des actionnaires, les états financiers de synthèse, à savoir le bilan, le compte de résultat, le tableau financier des ressources et emplois et l'état annexé de l'exercice écoulé, on s'assurera de ces données contenues dans ces déclarations établies par les opérateurs pétroliers. Ces déclarations sont désormais obligatoires aux termes du droit OHADA et notamment de l'article 269 de l'Acte Uniforme sur le Droit de Sociétés (AUDSGIE), et leur non respect est même sanctionné pénalement.

Malheureusement, la tenue du Registre du commerce sous format papier laisse à désirer (faute d'espace, de moyens et de techniques de rangement) et il n'a pas été possible de trouver les déclarations des sociétés pétrolières. Par contre, le RCCM de Pointe Noire a fait l'objet d'une expérience pilote d'informatisation depuis janvier 2008 (une des trois expériences pilotes en Afrique OHADA), seul moyen permettant en fait d'avoir accès aux états financiers de synthèse. En outre, le tribunal de Pointe Noire bénéficie d'une aide de l'UE lui permettant de réhabiliter et étendre ses bâtiments, ce qui ne peut qu'avoir un effet bénéfique sur les moyens du RCCM et partant, sur la tenue des dossiers, l'accès aux dossiers et la transparence des informations que ce RCCM détient.

2.1.5.3.2. Le Bureau Véritas

Les rapports mensuels de bureau Véritas ont aussi été collectés en vue d'un rapprochement dans la mesure où ces rapports traitent des quantités exportées et dans la mesure où ils n'ont pas déjà été exploités aux fins de rapprochement comme sources de données par les certifications du cabinet KPMG.

2.1.5.4. Le contrôle du paiement des droits.

Le contrôle du paiement des droits est dans la forme, prévu dans le code général des impôts en son article 462, qui dispose que :

« Tout versement d'impôts donne obligatoirement lieu à délivrance d'une quittance extraite d'un journal à souche réglementaire; les agents chargés du recouvrement doivent en outre émarger les paiements sur leurs rôles à mesure qu'il leur est fait ».

L'article 461 ayant auparavant précisé que :

«Les impôts...sont payables en argent ou suivant les modes de paiement autorisés aux caisses des comptables du Trésor, des préposés du Trésor, ou des comptables de la DGI. »

Le CGI est très faible, s'agissant de la preuve de paiements importants comme les droits de l'Etat en matière de recettes provenant des hydrocarbures. Pour tout dire le CGI est totalement inadapté, s'agissant de la preuve de paiements aussi importants et donc susceptibles d'autant de tentations, tant au regard de la procédure prévue, simple remise d'une quittance, sans contrôle par une autre autorité non dépendante de celle qui délivre la quittance, que du niveau de l'autorité habilitée (On suppose qu'il s'agit des agents tenant les caisses visées à l'article 461 du CGI). Une recommandation sera faite sur ce point.

2.2. L'APPLICATION DE CE DROIT FISCAL A L'EXAMEN DE QUATRE CONTRATS DE PARTAGE DE PRODUCTION-TYPE (N'KOSSA, EMERAUDE, M'BOUNDI, ZATCHI)

2.2.1. LA CONCESSION EMERAUDE

2.2.1.1. Fondements juridiques des droits dus à la République

2.2.1.1.1. Historique

- La concession Emeraude est issue de l'ancien permis de recherche de type A, Pointe Noire Grands Fonds (PGNF) attribué par décret du 17 octobre 1968 à l'Entreprise de recherches et d'activités pétrolières (ERAP).
- La concession a été attribuée à Elf Congo le 18 novembre 1970. La validité de la concession s'étendait jusqu'au 18 novembre 2020 puis a été prorogée au 18 novembre 2036, par l'accord du 21 mars 2008 approuvé par la loi du 29 octobre 2008. Un erratum à l'Accord a été signé le 20 août 2003, qui supprime la prorogation anticipée et rétablit la durée de validité de la convention qui expire bien le 18 novembre 2020.
- La concession Emeraude a été cédée par convention du 30 janvier 2001 par Elf Congo et ENI, à Congorep, à hauteur de 100 % de leurs droits et obligations.
- La cession de la concession Emeraude a été approuvée par Décret 2001-510 du 10 octobre 2001.

2.2.1.1.2. Les textes applicables à la zone de permis :

Notons tout d'abord que Congorep succède à Elf Congo (ERAP) et ENI dans les droits de ces derniers par l'effet de la cession de leurs parts à Congorep, et que cette cession,

approuvée par la République, lui transfère les droits et obligations d'Elf Congo et d'ENI dans les conditions prévues dans les conventions d'établissement respectives de ces deux sociétés :

- Le permis de recherches de type A, dit permis PNGF, attribué le 17 octobre 1968 par décret à ERAP ;
- La convention d'établissement du 17 octobre 1968 entre la République et ERAP ;
- Les avenants à cette convention d'établissement n° 1 à 5, 7 et 9 ;
- L'accord du 30 juin 1989 sur la consolidation, selon lequel le régime fiscal prévu par la convention d'établissement et ses avenants 1 à 4, l'ensemble étant appelé «la Convention », expirera le 31 décembre 2005. Ne s'applique pas en conséquence l'article 44 du code des hydrocarbures aux termes duquel « *Chaque permis de recherche et les permis d'exploitation qui en découlent feront l'objet d'une comptabilité séparée sans que puisse s'opérer une quelconque consolidation des pertes et profits entre des permis de recherche distincts* ». L'article 6 du CPP Emeraude reprend la même règle.
- La loi portant code des hydrocarbures en ses dispositions non contraires à la convention d'établissement ou au CPP ;
- La loi du 16 mars 1995 autorisant le gouvernement à entreprendre les actions nécessaires pour faire passer les titres miniers du régime de concession au régime de partage de production ;

- Le Contrat de partage de production (CPP) entre la République, Elf Congo et Agip du 23 novembre 1995, issu de l'ancien permis de recherche Pointe Noire Grand Fond, concernant la Concession Emeraude, la Concession de Likouala, le permis d'exploitation de Tchibouela, le Permis d'exploitation de Tchendo et la Concession de Yanga-Sendji. Ce Contrat de partage de production reste fondé sur la convention d'établissement et ses avenants 1 à 5, 7 et 8, sur l'accord du 16 mars 1989 ainsi que sur les dispositions non contraires de la loi du 24 août 1994 portant code des hydrocarbures ;
- L'Ordonnance du 5 décembre 1995 ratifiant le CPP du 23 novembre 1995.

2.2.1.1.3. Le régime dérogatoire du droit commun, né du maintien de la Convention d'établissement, mais aménagée

Maintien de l'applicabilité du régime fiscal et douanier de la Convention d'établissement du 17 octobre 1968, de ses avenants et de la convention « de consolidation » du 30 juin 1989 (cf. article 11 du CPP qui fait écho au principe de stabilisation convenu à l'article 9 de la Convention d'établissement). En effet la Convention d'établissement prévoit la « *stabilité des conditions générales, juridiques, financières et économiques de la recherche, de l'exploitation et du transport des hydrocarbures* » tels qu'elles résultent de la législation en vigueur et de la convention d'établissement elle-même. Sauf accord du titulaire, aucune mesure aggravante au sens donné dans la convention ne peut être prise.

La liste des impôts, droits et taxes stabilisés n'est qu'énonciative. En effet, l'article 10 avant dernier alinéa prévoit qu'elle peut être complétée pour rester conforme au principe

de stabilisation - non aggravation du régime fiscal (durée 25 ans). L'article 4 de l'avenant n° 4 reprend le même principe.

Sans entrer dans les détails et les fondements juridiques, on note que même la réforme fiscal-douanière de l'UDEAC n'est pas opposable aux clauses de stabilisation législative (Voir Acte 1/98 UDEAC -653-CD du 21 janvier 1998 prenant acte des dispositions de stabilisation juridique et fiscale dans le secteur pétrolier).

Le Ring Fence

Le principe dans le secteur pétrolier est que l'imposition des sociétés ne se fait pas sur l'ensemble des opérations dans le pays, de façon consolidée comme en droit commun fiscal. L'imposition se fait par zone géographique d'intervention. La base imposable dans le système du code des hydrocarbures de 1994 est le permis d'exploration et tous les permis d'exploitation en découlant (article 44). Dans le cas d'Emeraude, la base imposable aurait été une unité d'imposition constituée par la concession ou le permis d'exploitation, et non pas tous les champs issus d'un permis de recherche. Une fois qu'un permis de recherche a donné lieu à l'attribution d'une concession ou d'un permis d'exploitation, les frais de recherche engagés sur d'autres zones du permis de recherche ne peuvent plus donner lieu à déduction du Profit Oil de la concession ou du permis attribué sur la base du même permis de recherche. Là se trouve la raison de l'accord du 30 juin 1979 sur la consolidation des coûts.

L'accord du 30 juin 1989 sur le régime fiscal, stipulant une seule et unique détermination consolidée pour l'ensemble des activités d'Elf Congo, excluait expressément la concession Emeraude et Nkossa (article 4). Mais cette exclusion ne concernait que la déclaration fiscale unique aux fins de l'IS et le régime de l'amortissement des dépenses d'exploration. Le bénéfice du régime fiscal de la convention d'établissement modifiée restait en vigueur pour le reste (article 2 de l'accord). Mais l'avenant n° 5 du 24 mars 1994 réintègre Emeraude dans le champ de la consolidation.

En résumé:

- La concession Emeraude est soumise au régime de la consolidation sur l'IS, c'est-à-dire le Profit Oil qui peut être consolidé avec les comptes d'autres champs où opère Congorep.
- Le bénéfice du régime fiscal de la convention d'établissement modifiée par les avenants 1 et 5, l'accord de consolidation et le CPP, est prorogé au 31 décembre 2015 pour Emeraude (avenant n° 7)

2.2.1.2. Les droits de la République

2.2.1.2.1. Profit Oil et niveaux de Profit Oil

Première tranche de Profit Oil

Elle est de **50% pour l'Etat** (et de 50% pour le groupe Contracteur) de la production nette d'hydrocarbures liquides dans la zone du permis.

L'effet du Seuil de prix haut sur le Profit Oil

Pour la tranche supérieure au seuil de prix haut, le Profit Oil est de **66% pour l'Etat** (34% pour le Contracteur) quand le prix fixé (prix fiscal, voir article 8 du CPP sur ses modalités de fixation) des hydrocarbures est **supérieur à 22 dollars** par baril (valeur d'indice déterminé au 1^{er} janvier 1995). Le prix est actualisé sur la base de l'indice d'inflation du PIB des USA publié par l'OCDE, «National Income and Product ».

Le taux de ce Profit Oil (50 ou 66 %) dépendra donc du prix fiscal qui aura été actualisé, pour chacun des trimestres de 2004, 2005 et 2006 (cf. lettres de fiscalité). Le Conciliateur n'a pas dans sa mission de vérifier que l'actualisation a été faite de manière correcte.

Si le champ produit plusieurs qualités d'hydrocarbures, le pourcentage est calculé par qualité d'hydrocarbures.

Mais pour calculer le pourcentage de 50% ou 34% selon le cas, qui revient à chaque entité du Contracteur (CONGOREP et SNPC), on retire au préalable le **Cost Oil** de la part de la production nette de la zone de permis dont les éléments sont fixés à l'article 8 de l'annexe 1 « Procédure comptable » du CPP PNGF. Ce même article pose les conditions dans lesquelles ces coûts doivent ressortir dans la présentation comptable.

Outre le Cost Oil, pour Emeraude, sont déductibles du Profit Oil :

- Les bonus. Il n'y a pas eu de bonus de signature pendant la période considérée, 2004, 2005, 2006, ni de bonus de transformation du régime juridique qui sont en toute hypothèse non récupérables selon l'article 17 de l'annexe 1 procédures comptables ;
- La PID (article 6.2 du CPP). La redevance minière proportionnelle (RMP) n'est pas récupérable comme il est dit à l'article 17. 2 de l'annexe 1 au CPP, sauf pour la partie utilisée au cours des travaux pétroliers ;
- La quantité d'hydrocarbures due pour le remboursement des coûts pétroliers (dans les conditions de l'article 6 du CPP).

2.2.1.2.2. Les coûts pétroliers (Cost Oil)

L'article 6 du CPP prévoit la récupération des coûts pétroliers (autres que les provisions pour abandon, bonus et PID qui sont des coût pétroliers dans la concession Emeraude). La récupération se fait jusqu'à **50%** (le Cost Stop) de la valeur de la production nette de la zone de permis

Au lieu de se faire permis d'exploitation par permis d'exploitation ou concession par concession, ils peuvent être consolidés aux termes du CPP. En effet, chaque entité du Contracteur peut faire masse de ses coûts nés des permis issus de tous les permis issus aussi bien du Permis de recherche PNGF que du permis de recherche de Madingo Maritime. Cela revient à reprendre et intégrer dans le CPP Emeraude le principe de l'accord « de consolidation » de 1979.

Application éventuelle de la règle du Cost Stop « non atteint » (article 6.3 paragraphe 3 du CPP Emeraude)

Elle entraîne, pour chaque entité, l'attribution d'une part supplémentaire de la production nette de la zone de permis qui sera de :

<u>Coûts pétroliers cumulés</u>	X	Cost Stop des permis
Cost Stop des permis et des permis associés		
si:		
- Coûts pétroliers cumulés < Cost stop des permis + Cost stop des permis associés,		
- (Cost stop des permis + Cost stop des permis associés = tous les champs issus de PGNF et Madingo maritime)		

Cette règle du Cost Stop non atteint, qui ne joue qu'au sein d'une année civile (n'est pas reportable sur les années suivantes), ne s'applique pas dans le cas de Congorep dans Emeraude dans la mesure où Congorep n'est pas opérateur ou associé sur d'autres champs issus des permis PGNF ou Madingo maritime.

L'impôt sur les sociétés (IS)

L'article 11.2 du CPP et l'article 35 de l'annexe « Procédures comptables » au CPP PGNF prévoit que l'IS, fixé au taux de 50% ou 66% dans les cas évoqués ci-dessus, est compris dans la part du Profit Oil de la République dont on a déduit le Cost Oil. Ce taux recouvre en fait le taux du Profit Oil fixé à 50% ou à 66% (article 7.1.2° et 7.2 du CPP, comme dit ci-dessus).

Chaque entité composant le Contracteur établit sa déclaration fiscale et reçoit un quitus.

2.2.1.3. Les bonus

Pas de bonus de signature pour les années considérées

2.2.1.4. Provision pour travaux d'abandon

L'opérateur constitue régulièrement des provisions en vertu de l'article 5.6 du CPP, selon sa déclaration..

2.2.1.5. La redevance minière proportionnelle (RMP)

Elle est de 12% de la production nette de la zone de permis (article 11.1 du CPP) versée en espèces si une dette de la République est domiciliée sur la fiscalité due par un membre du Contracteur (le taux est de 15% dans le code des hydrocarbures).

2.2.1.6. La provision pour investissements diversifiés (PID)

Elle est de 1% de la valeur du prix fixé (prix fiscal) de la production nette de la zone de permis (article 10 du CPP).

La PID constitue un coût pétrolier, déductible du Profit Oil.

2.2.1.7. Le versement au titre du Programme de formation du personnel Congolais

Le budget est de 300 000 \$ par année civile, divisé par la production nette des permis en 1996 et multiplié par la production nette de l'année considérée (article 15.1. du CPP). Donc, les chiffres de la production nette de 1996 des permis définis au 1.2 du CPP, et de celles de 2004, 2005 et 2006, permettent de connaître le versement dû pour ces trois années.

2.2.1.8. La redevance superficière

Elle n'est pas prévue par la Convention d'établissement, ni ses avenants, ni le CPP, mais par le code des hydrocarbures (article 54).

Elle est de 800 \$ par Km² pour un permis d'exploitation (décret 2000 -186 du 10 août 2000), payables annuellement le 20 janvier, par le titulaire d'un permis de recherche ou d'exploitation (AGIP ici) en rémunération des surfaces mises à sa disposition par l'Etat. La redevance superficière est déductible de l'assiette imposable.

La redevance superficière n'est due dans le cas d'Emeraude, car en effet, en considérant ensemble les dispositions de la Convention d'établissement du 27 octobre 1968, de l'avenant Elf n° 4 du 14 octobre 1977, du CPP (Emeraude) du 23 novembre 1995, et du code des hydrocarbures lui-même, on ne peut constater d'obligation en la matière à la charge du Contracteur.

2.2.2. LE PERMIS D'EXPLOITATION (PEX) N'KOSSA

Le Permis d'Exploitation N'KOSSA a été accordé par un décret 54-243 du 21 juin 1994 portant approbation du Contrat de Partage de Production (CPP) du 21 avril 1994 passé entre la République du Congo et les Sociétés ELF Congo et Hydro-Congo sur le permis de Haute Mer N'KOSSA.

Le CPP s'inscrit dans le cadre de la Convention d'Etablissement signée avec la République du Congo par l'entreprise ELF-ERAP en date du 17 octobre 1968, telle que modifiée par ses Avenants n° 1, 2, 3, 4, 5 et 6 par l'Accord du 30 juin 1969, puis par les Avenants subséquent de 7 à 15.

2.2.2.1. Les textes applicables à la zone du Permis N'KOSSA, issus de la Convention d'établissement du 17 octobre 1968

L'attribution de ce permis a été très contestée, d'où l'intérêt du Conciliateur à l'examiner.

2.2.2.1.1. L'Avenant n° 1 à la Convention d'établissement du 17 octobre 1968 en date du 4 juin 1973 approuvé par l'ordonnance 21-73 du 7 juillet 1973

L'Avenant n° 1 spécifie entre autres dispositions :

- que dans la configuration nouvelle d'une contractualisation des relations de la République avec ELF-ERAP et la Société ELF Congo, société anonyme congolaise au capital de 1 Milliard de francs CFA, la République garantissait pour la durée de la convention la stabilité des conditions générales, juridiques, ferroviaires, minières, fiscales et économiques qui régissaient les activités pétrolières du bénéficiaire.
- que le bénéficiaire ne serait en aucun cas soumis en quelque domaine que ce soit à une mesure aggravante par rapport au régime ainsi défini, sous réserve des dispositions relatives à l'emploi et à la formation du personnel congolais, qui introduirait la législation du travail par la suite.

2.2.2.1.2. L'Accord en date du 30 juin 1983 entre la République et la Société Nationale ELF Aquitaine et la société ELF Congo approuvé par l'Ordonnance 23-83 du 30 juin 1989

En son article 2, l'accord précise que le bénéficiaire du régime fiscal précisé par la Convention d'Etablissement du 17 octobre 1968 telle que modifiée par les avenants 1, 2, 3 et 4 et par ledit accord expirera le 31 décembre 2005.

2.2.2.1.3. L'Avenant n° 6 à la Convention d'établissement de 1968 entre la République et ELF Aquitaine en date du 21 avril 1994 qui concerne la République, ELF Aquitaine et ELF Congo

L'avenant n° 6 comporte un préambule, où il est rapporté que la République souhaite faire évaluer les modalités d'intervention des sociétés pétrolières vers un régime du partage de la production de pétrole entre l'Etat et ladite société. D'autre part, Elf Congo accepte la forme nouvelle du CPP, tant pour les nouveaux permis de recherche qui lui seront dans l'avenir attribués que pour les permis déjà existants de Haute Mer et de N'KOSSA.

En ce même préambule, il est précisé que l'importance des investissements de recherche et de développement déjà réalisés rendra nécessaire la stabilisation des conditions économiques et fiscales qui les régissait sur le long terme, afin de permettre des partages équilibrés de la réserve minière.

Les parties conviennent :

- d'impliquer le régime de CPP aux activités réussies par le bénéficiaire dans le cadre du protocole de recherche de Haute Mer, initialement accordé par décret n° 73-222 du 19 juillet 1973 et dont la date d'expiration a été fixée au 8 septembre 2000 par l'article 1 de la loi 4-99 du 17 décembre 1993 ;
- d'appliquer le régime du CPP dans le cadre du permis d'exploitation N'KOSSA, du décret 92-323 du 24 juin 1992 et des autres permis d'exploitations liés au permis de recherche de Haute Mer.

2.2.2.1.4. L'Avenant n° 7 à la Convention d'établissement de 1968, en date du 16 mars 1995 et approuvé par la loi 0809 du 23 mars 1993 (concerne la République, ELF Aquitaine et ELF Congo)

2.2.2.1.5. L'Avenant n° 4 la Convention d'établissement de 1968 en date de 14 octobre 1977 approuvé par l'Ordonnance N°044-77 du 21 novembre 1977

Entre autres dispositions l'Avenant n° 4 :

- Fixe le taux de la redevance minière proportionnelle due à raison de la production qui résulte des travaux effectués dans le cadre des droits miniers, à 17,5 % pour ce qui concerne les hydrocarbures liquides.
- Le code concernant les impôts appliqués aux activités des bénéficiaires qui n'ont pas fait l'objet d'accords fiscaux particuliers, sous réserve des dispositions dérogatoires qui visent les investissements des recherches, de développement, d'exploitation et du transport.
- Constitue la redevance minière proportionnelle en charge déductible de l'assiette de l'IS.

L'article 8 de l'avenant n° 4 spécifie que les parties s'engagent à rechercher, en cas de difficultés, d'autres régime de coopération qui a substituerait à celui qui est en vigueur, sans modifier l'équilibre économique, tel qu'il résulte de la Convention d'Etablissement de 1962 et des avenants subséquents.

En application de la loi 335.65 du 12 août 1965, de l'article 4 de la Convention d'établissement de 1968 et de l'article 4 du sous avenant n° 1, qui le mettent en œuvre, la République détient 250 000 actions d'ELF Congo, société anonyme de droit congolais au capital de 17 200 000 US\$ dont le siège social est à Pointe Noire. En application de la loi qui autorise la cession des actions détenues par l'Etat dans les sociétés pétrolières détentrices de titres miniers, la République a procédé à la cession à titre onéreux de la totalité des 250 000 actions dont elle était propriétaire, en accord avec ELF Aquitaine également actionnaire d'ELF Congo.

ELF Congo a demandé que soit prolongé le régime fiscal défini par la Convention d'Etablissement de 1962 par ses avenants 1 à 5 et par accord du 30 juin 1985 applicable aux titres miniers qui n'entrent pas dans la classe d'application du régime du CPP défini par l'avenant 6 de la Convention.

Dans ces conditions, il a été entendu que le bénéfice du régime fiscal résultant des dispositions de la Convention d'établissement modifiée par ses avenants 1 à 5 et par l'accord du 30 juin 1989 expirera pour tous les titres miniers détenus par le bénéficiaire et qui n'entrent pas dans le champ d'application de l'Avenant 6, sauf prorogation le 31 décembre 2015.

2.2.2.1.6. La loi 03-95 du 15 mars 1995 ayant pour objet d'autoriser le gouvernement à négocier la transformation du régime juridique et fiscal applicable aux titres miniers soumis à un régime de conversion en régime de CPP.

2.2.2.1.7. L'avenant n° 13 à la Convention d'Etablissement du 1968 en date du 10 juillet 2003 approuvé par la loi n° 27-2003

2.2.2.1.8. L'Accord complémentaire au CCP relatif aux Permis Haute Mer et N'KOSSA ne date du 21-4-54 ;

En vertu de cet accord, ELF Congo a accordé un bonus d'un montant de 50 millions de dollars US au Congo, dès la ratification par l'Assemblée Nationale de l'avenant n° 6 à la Convention d'établissement de 1968 et que toutes les autorisations nécessaires auront été obtenus.

Le bonus sera traité comme un coût pétrolier dans le CCP. Il sera récupéré par le contrat (hors hydro Congo) sur trois conventions de la production de champ de N'KOSSA à partir de 1997 par une allocation supplémentaire de la production nette dont la valeur calculée au prix fixe sera à chaque fois égale à la valeur de 1/3 du montant de bonus ;

2.2.3. LE PERMIS D EXPLOITATION (PEX) M'BOUNDI

Ce champ Ex ZETAH (Maurel et Prom), a été retenu comme échantillon car il a la plus grande production et dispose d'une qualité de Nkossa améliorée. Il a été cédé à ENI.

Par ailleurs, comme il n'était pas prévu de seuil de prix haut, la saturation du Cost Oil par le contracteur, s'exerce au maximum, ce qui **préjudicie de façon significative aux rentrées dans les caisses de la République**

Par un protocole d'accord du 30 août 1995, la République et la société Zetah Oil Company Limited se sont engagées à mettre tout en œuvre en vue d'une coopération réciproquement avantageuse dans le domaine de Hydrocarbures. Dans ce cadre, la Société précitée a remporté l'appel d'offres financé par la République le 26 juin 1996 pour la mise en valeur d'un permis de recherches dit Kouilou. Après dépouillement des offres du 12 septembre 1996, un décret n° 97-62 du 04 avril 1997, modifiée par décret 99-274 du 31 décembre 1999, a attribué au groupe Zetah un permis de recherche d'hydrocarbures liquides, dit « permis Kouilou ».

L'ordonnance n° 1-58 du 10 janvier 1998 a, d'autre part, approuvé un contrat de partage de production (CPP) conclu entre la République et la groupe Zetah, qui s'inscrit dans le cadre du permis de recherches dit « permis Kouilou » et du permis d'exploitation dit « M'Boundi », accordé à cette même société et approuvé par un décret 2002-248 du 15 juillet 2002.

2.2.3.1. Les textes applicables au périmètre du permis de recherches dit « Kouilou » et du permis d'exploitation dit « M'Boundi »

2.2.3.1.1. Les décrets d'attribution et d'application des permis en cause

- Un décret n° 57-68 du 4 avril 1997 modifié par un décret 99-274 du 31 décembre 1999 attribuant au groupe Zetah un permis de recherches d'hydrocarbures liquides (permis Kouilou) ;
- Un décret n° 2002-248 du 15 juillet 2002 attribuant au même groupe un permis d'exploitation (permis M'Boundi). Ce permis valable pour les hydrocarbures sur une durée de dix ans, renouvelable une seule fois pour une période de cinq

ans, se situe en entier dans le périmètre défini par le permis de recherches dit « Kouilou » ;

- Le décret n° 99-274 du 31 décembre 1999 qui a modifié le décret n° 97-68 du 4 avril 1997 portant attribution d'un permis de recherches dit « Kouilou » et le décret n° 2002-248 du 15 juillet 2002 portant attribution d'un permis d'exploitation dit « M'Boundi », se réfèrent l'un et l'autre à l'ordonnance n° 1-98 du 10 janvier 1998, qui a approuvé la CPP conclu entre la République et le groupe Zetah.

En vertu du décret n° 2002-248 du 15 juillet 2002, il a été décidé :

- Qu'en vertu de la mise en œuvre du permis d'exploitation « M'Boundi », la zone de permis de recherches « Kouilou » se trouvait d'office annulée ;
 - Qu'un bonus de 500.000 dollars, base 1985 à actualiser par application de l'indice visé à l'article 3-7 du CCP, approuvé par l'ordonnance n° 1-98 du 10 janvier 1998, serait payé à la République et constituerait un coût pétrolier non récupérable ;
 - Que si aux termes de tous les travaux d'appréciation, les réserves étaient estimées supérieures à 55,9 millions de barils, les parties s'engageaient à se retrouver « pour réexaminer les termes économiques et financiers du permis d'exploitation juridique et y compris le montant du bonus ».
- Le décret 2003-257 du 23 octobre 2003 a approuvé le transfert du permis d'exploitation dit M'Boundi, auparavant accordé au groupe Zetah Maurel et Prom Congo, à la Société Zetah Kouilou Limited avec effet du 16 juillet 2003, pour une durée de quinze ans à compter de cette date. D'autre part, par décret n° 2003-256 du 23 octobre 2003, le permis de recherches « Kouilou » a fait l'objet d'un transfert parallèle dans les mêmes conditions et entre les mêmes parties.
- Par un décret n° 2005-638 du 30 novembre 2005 portant modification du décret n° 2002-248 du 15 juillet 2002, est attribué à la société Zetah Kouilou Limited le permis d'exploitation dit « M'Boundi », permis dont le groupe Zetah M et P Congo était précédemment titulaire. Désormais, le permis est constitué pour une durée de vingt ans, une seule fois renouvelable pour cinq ans. Par un décret n° 2005-639 du 1^{er} décembre 2005, il est procédé au renouvellement du permis de recherches dit Kouilou au profit de la Société Zetah Kouilou Limited.(société commune à Buren et Maurel, la première souhaitait être aussi cotitulaire des droits pour des raisons propres au droit financier anglo-saxon. Comme il a été indiqué, ce permis a ensuite été cédé à ENI.

2.2.3.1.2. Le CPP et les Avenants au CPP

Le CPP passé entre la République et le Groupe Zetah en date du 14 décembre 1996 :

- *L'avenant N° 2 au CPP*

Cet avenant en date du 21 novembre 2005 a pour objet de modifier certaines dispositions du CPP du permis de recherches « Kouilou » exclusivement applicables au permis d'exploitation « M'Boundi ».

Il spécifie que quand la Production Nette cumulée du permis d'exploitation précité atteint cent millions de baril, le maximum de Cost Oil récupéré par chaque entité qui compose le Contracteur sera réduit de 60 à 55% du total de la Production Nette qu'elle détient dans le permis d'exploitation M'Boundi.

Les parties ont également convenu que lorsque les réserves récupérables de ce même permis d'exploitation atteindraient cent millions de barils, le titulaire du permis aurait à financer un projet à caractère social d'un montant de 150.000 US\$ valeur 2003.

- L'avenant N°3 du CPP

Cet avenant en date du 5 décembre 2005 a pour objet :

- Les modifications constatées au sein des entités composantes du Contracteur à la suite des cessions approuvées par le ministre des Hydrocarbures au profit de « Energy Africa » et de la SNPC ;
- La redéfinition des conditions économiques de la mise en valeur du permis d'exploitation « M'Boundi » pour tenir compte des intérêts cédés à la République sans le couvert de la SNPC, et des garanties sollicitées par le Contracteur.

En son article 5, l'avenant n° 4 spécifie :

- que la République garantit pour la durée du CPP la stabilité des conditions générales juridiques, financières, minières, fiscales et économiques dans lesquelles le Contracteur exerce ses activités, telles qu'elles résultent de la législation et de la réglementation existantes à la date d'entrée en vigueur du contrat ;
- Que le Contracteur ne saurait être soumis à une mesure aggravante par rapport au régime défini par le premier alinéa du présent article ;
- Qu'au cas où la République changerait sa législation et sa réglementation, de telle sorte qu'en résulterait une détérioration des conditions ci-dessus considérées, l'Etat s'engage à contacter sans délai le Contracteur pour apporter les modifications nécessaires au rééquilibrage économique du contrat ;
- Que les modifications à la législation du travail sont applicables de plein droit au Contracteur sauf si elles comportent des restrictions aux droits de ses actionnaires ou de ses sociétés affiliées ;
- Que les entités du Contracteur, leurs actionnaires et affiliés, sont exonérés de tous impôts, droits, taxes prévus par la législation fiscale de droit congolais.

2.2.3.2. L'exécution du CPP

2.2.3.2.1. L'évolution des entités participantes du Contracteur d'origine, le « Groupe Zetah », et de la répartition de leurs droits et caractéristiques

Le Contracteur et les entités composantes

Dans le cadre du CPP conclu avec la République en date du 14 décembre 1996, le groupe Zetah Contracteur comprenait à l'origine les entités suivantes :

- Heritage Oil & Gas Limited, entreprise enregistrée dans le Commonwealth des Bahamas ;
- Tacona Limited, entreprise enregistrée en Irlande ;
- Zetah Oil Company Limited, Société anonyme enregistrée à l'Ile de New Providence.

Par avenant N° 2 au CPP en date du 21 novembre 2005

Il a été convenu que le CPP passé par la République avec le groupe Zetah, toujours Contracteur à l'époque, faisait intervenir les entités suivantes :

- Maurel et Prom, société en commandite par actions, de droit français, ayant son siège social en France et représentée par M. Jean François HENIN ;
- Tacoma Ressources Limited. SARL soumis au droit des Iles Vierges Britanniques, représentée par M. Hywel John ;
- Zetah Kouilou Limited. SARL soumise au droit des Bahamas et représentée par M. Jean François HENIN ;

Les modifications introduites par l'avenant N° 3 au CPP :

Par avenant n° 3 au CPP, en date du 5 décembre 2005, le CPP passé avec la République par le groupe Zetah :

- Maintient au titre d'entités du Contracteur : Maurel et Prom ainsi que Zetah Kouilou Limited, qui disposent du même représentant légal, M. Henin ;
- Enregistre la transformation de « Tacoma Ressources Limited ou « Bureau Energy Congo Limited », société immatriculée aux Iles Vierges Britanniques et qui dispose du même représentant légal que « Tacoma » M. Hywel John ;
- Inclut dans le CPP une nouvelle entité « Energy Africa Congo Limited », SARL régie par le droit de l'Ile de Man, ainsi que la SNPC, représenté par son directeur général.

2.2.3.2.2. La recomposition des droits et intérêts des entités parties au CPP

Conformément à l'article 36 du Code des Hydrocarbures et à l'article 17 du CCP qui précise que toute cession sur la zone de permis d'exploitation « M'Boundi » par l'une des entités composantes du Contracteur est soumise à l'approbation de la République, le Ministre des Hydrocarbure a approuvé par l'avenant n° 3 la recomposition des intérêts des entités selon la configuration suivante :

Etablissement Maurel et Prom :	47,55%
Burreau Energy Ccongo Ltd	31,15%
Energy Africa Congo Limited	11%
Zeta Kouilou Limited	1%
Société Nationale des Pétroles du Congo SNPC	8,9%

En vertu d'un accord de participation du 23 janvier 2004, Manuel et Prom a cédé à Energy Africa 11% des droits et intérêts découlant du CPP et du contrat d'association afférent au permis « M'Boundi ». L'acte de cession a été approuvé le 26 janvier 2004 par le Ministère des Hydrocarbures. D'autre part, aux termes d'un contrat de participation signé le 27 juin 2005 tel qu'amendé par un avenant au contrat de cession de participation en date du 18 octobre 2005, Maurel et Prom et « Buren » se sont engagés à céder à la SNPC, sous certaines conditions suspensives, une part de leurs intérêts dans le CPP et le contrat d'association afférents au permis « M'Boundi », soit un montant de droits et d'intérêts d'un montant de 8,9%.

La provision pour investissement diversifiée – PID

La PID a pour objet de permettre d'affecter des fonds à des investissements ou à des engagements financiers destinés au développement de l'économie de la République. Ces fonds sont affectés notamment à la promotion des PME et à l'aide à des projets de promoteurs nationaux. Son montant est fixe pour chaque année civile à 1% de la valeur au prix de la production nette de la Zone du permis. La PID fait l'objet d'un article 10 du CPP, assorti de modifications sommaires prescrites par l'article 4 de l'Avenant N° 3 au CPP.

2.2.3.3. Les Droits dus à la République

2.2.3.3.1. Le Profit Oil et le Partage de la Production

Les modalités du partage fixé par le CPP

Déduction faite de la Redevance Minière Proportionnelle de 15% (RMP) et de la quantité d'hydrocarbures affectée au remboursement des Coûts Pétroliers, en conformité avec l'article 7 du CPP, la Production Nette sur la zone du Permis (le Profit Oil) est partagée entre la République et le Contracteur à hauteur de 55% pour le Congo et de 45% pour l'ensemble des Entités qui constituent le Contracteur.

Les parts de chaque qualité d'hydrocarbures liquides à recevoir par la République et par chaque entité composant le Contracteur sont proportionnelles au rapport entre la Production Nette de chacune de ces qualités d'hydrocarbures liquides affectées au Profit Oil et la somme des Productions Nettes affectées au Profit Oil.

Aux fins de récupération de Cost Oil, du partage du Profit Oil, de la détermination des montants à verser au titre de la PID et de la perception de la RMP, le prix des Hydrocarbures liquides est le prix fixé, qui reflète la valorisation des Hydrocarbures liquides de chaque qualité. (Valeur FOB terminal de chargement au Congo, sur le marché international, déterminé en US\$ par baril).

Le prix fixé est établi paritairement par la République et les entités du Contracteur dans les conditions de procédures déterminées par l'article 9 du CPP.

La CPP sur le permis d'exploitation « M'Boundi » ne prévoit pas de partage préférentiel du Profit Oil en faveur de la République au cas où le Cost Oil serait en inférieure à 30% de la Production Nette.

2.2.3.3.2. Régime fiscal du CPP

La part d'hydrocarbures liquides, qui revient au Contracteur à l'issue des affectations et partages définis aux articles 7 et 8 du CPP, concernant le Profit Oil, est constituée, nette de tout impôt droit ou taxe quelle qu'elle soit, conformément à l'article 51 du CH.

La part d'hydrocarbures liquides survenant à la République à l'issue des opérations ci-dessus considérées, comprend et doit entièrement satisfaire l'impôt sur les sociétés (IS) calculé au taux fixé par l'article 42 du CH.

La RMP est calculée au taux de 15% s'appliquant à la Production Nette sur la zone de permis. Il est cependant édicté que les quantités d'hydrocarbures liquides consommées par le Contracteur au cours des travaux pétroliers sont assujetties au paiement en espèces de la RMP au taux de 15%, mais que ces dépenses constituent des Coûts Pétroliers.

L'article 11.4 du CPP fixe à 500.000 US\$ le bonus payable par les entités qui constituent le Contracteur, à l'occasion de l'attribution du permis d'exploitation, Ce montant fait l'objet d'une actualisation par application de l'indice visé à l'article 3.7 du CPP et des modalités de calcul dont il est assorti.

2.2.3.3.3. Détermination et remboursement des coûts pétroliers

La détermination et le remboursement des Coûts Pétroliers relèvent de l'application conjointe de l'article 7 du CPP et du chapitre III « Comptabilité des Coûts Pétroliers » Annexe I Procédure comptable CPP – Kouilou.

Le remboursement du Cost Oil

En vertu de l'article 7 du CPP, le Contracteur assure le financement de l'intégralité des Coûts Pétroliers, et une part de la production d'hydrocarbures liquides en provenance de la zone du permis est, au cours de chaque année civile, affectée au remboursement du Cost Oil.

Le Contracteur commence à récupérer sa part de Coûts Pétroliers en recevant, chaque année civile, une quantité d'hydrocarbures liquides au plus égale à 60% du total de la Production Nette Multipliée par le pourcentage d'intérêts détenu par chaque Entité composante.

La valeur du Cost Oil est déterminée en utilisant un prix fixé pour chaque qualité d'hydrocarbure tel que défini par l'article 5 du CPP.

Au moment de leur remboursement, les coûts pétroliers non récupérés sont actualisés à compter de leur date de paiement par application de l'indice visé par l'article 3.7 du CPP et par ses dispositions de la Procédure Comptable de l'Annexe I.

L'ordre de priorité des remboursements

Les éléments du Cost Oil sont remboursés dans l'ordre suivant :

- Coûts des travaux d'exploitation
- Coûts des travaux d'évaluation et de développement
- Coûts des travaux de recherches
- Provisions décidées pour la couverture des coûts de travaux d'abandon.

La Comptabilité des Coûts Pétroliers

Conformément à l'article 3 du CPP, entre autres dispositions pertinentes, il est spécifié :

- que les travaux pétroliers sont réalisés au nom et pour le compte du Contracteur par une des entités dénommée l'Opérateur et désignée par le Contracteur dans le cadre du contrat d'association, en l'occurrence Zetah Kouilou Limited (jusqu'à la cession à ENI) ;
- Que l'opérateur tient sa comptabilité des travaux pétroliers, prépare et soumet annuellement les comptes et se conforme aux dispositions de la Procédure Comptable Annexe I du CPP dont elle est partie intégrante ;
- Paie ponctuellement tous les frais et dépenses encourus au titre des travaux pétroliers ;
- Rend compte de tout excédent de dépenses sur l'exécution d'un programme prévu au Comité de Gestion dans les plus brefs délais et sans que le montant des dépenses puisse dépasser la limite de 10% du budget adopté. Les montants considérés sont actualisables en se référant aux indications précisées par l'article 3.7 du CPP.

Détermination des Coûts Pétroliers

Leur évaluation, qui fait l'objet du Chapitre III de la Procédure comptable du CPP, est conforme aux dispositions habituelles qui figurent dans ce type de document, qu'il s'agisse de dépenses donnant droit à récupération, de déductions de coûts pétroliers, de classement par genre de travaux ou d'actualisation.

Il y a seulement lieu de remarquer que dans le cas du CPP considéré, comme dans les autres qui ont fait l'objet d'un examen par le Conciliateur, il reste que :

- faute d'une équipe d'inspections qui devait être mise en place par le Ministère des Hydrocarbures conformément à divers textes législatifs (cf. Rapport Marine XI) et qui, faute des décrets d'application nécessaires manquant encore, le contrôle des éléments du Cost Oil, dont le Comité de Gestion ne saurait se saisir, ne s'exerce pas avec l'efficacité exigible en la matière.
- De même les bases d'imputation dont traitent entre autres les articles 13-3 et 14, et qui concernent « les dépenses payés, à raison des prestations de services fournies par les tiers, les entreprises constituent le Contracteur ou les sociétés affiliés » devraient faire l'objet d'un contrôle rigoureux de leur comptabilité analytique qui mettrait mieux en valeur leurs bien fondé. En l'absence d'une équipe d'inspecteurs ad hoc en charge de la République, un contrôle des plus efficaces et des plus opportuns fait, à l'heure actuelle, défaut.

Les coûts pétroliers font l'objet d'audit de la part de la République, ce qui est une régulation utile, mais qui peut n'être pas suffisante (Voir infra les recommandations motivées du Conciliateur au point 4.1.2, second paragraphe du présent rapport).

Il a été noté que les coûts pétroliers font aussi l'objet d'audit des autres membres du groupe Contracteur. Mais ceci, quoique satisfaisant dans le principe, peut être insuffisant dans certaines hypothèses notamment lorsque le Contracteur est constitué de sociétés du même groupe, voire dans les cas où les membres du groupe Contracteur habituellement partenaires dans une série de CPP.

2.2.3.3.4. Formation du personnel congolais

L'article 15 du CPP spécifie que l'opérateur doit mettre en œuvre un programme de formation du personnel congolais dans les domaines de la recherche, de l'exploitation et de la commercialisation des hydrocarbures.

Le budget annuel de ce programme ne sera pas supérieur à 145 000US\$.

2.2.4. **PERMIS D'EXPLOITATION (PEX) ZATCHI**

2.2.4.1. **Fondements juridiques des droits dus à la République**

2.2.4.1.1. Historique

Issu de l'ancien permis de recherche de Madingo Maritime du 29 novembre 1968, le permis d'exploitation de Zatchi a été attribué à AGIP Recherches Congo le 3 juin 1976, à coté des Concessions de Loango Est et de Loango Ouest attribuées le 21 mai 1973 respectivement à Agip Recherches Congo et à Elf Congo et unitisées le 6 janvier 1975. AGIP recherche Congo est devenue Agip Congo puis ENI Congo

2.2.4.1.2. Les textes applicables à la zone de permis Zatchi :

- Le permis de recherches de Madingo Maritime attribué le 29 novembre 1968.
- Le contrat d'association entre Agip Recherches Congo et Elf Congo, du 17 décembre 1973.
- La Convention d'établissement du 11 novembre 1968.
- Les avenants à cette convention n° 1 à 9.
- L'accord du 16 mars 1989 sur la consolidation, selon lequel le régime fiscal prévu par la Convention d'établissement et ses avenants 1 à 4 et ce même accord, expirera le 31 décembre 2005. Ne s'applique pas l'article 44 du code des hydrocarbures aux termes duquel « *Chaque permis de recherche et les permis d'exploitation qui en découlent feront l'objet d'une comptabilité séparée sans que puisse s'opérer une quelconque consolidation des pertes et profits entre des permis de recherche distincts* ».
- L'avenant n° 8 prévoit expressément pour les titres entrant dans le régime des CPP, outre sa propre applicabilité, l'application des avenants 1 à 5 (qui fixent 2 taux de RMP) et 7 de la Convention d'établissement et de l'accord du 16 mars 1989 pendant une durée de 20 ans, sauf prorogation, à compter de sa

promulgation de cet avenant du 23 mai 1994.

- La loi du 16 mars 1995 autorise le gouvernement à entreprendre les actions nécessaires pour faire passer les titres miniers du régime de concession au régime de partage de production.
- L'avenant n° 8 du 23 novembre 1995 prévoit les règles à reprendre dans les CPP et porte définition de la récupération des coûts pétroliers, du partage de production, de la PID, et du régime fiscal dont la RMP.
- Le décret du 3 juin 1986 accordant le permis d'exploitation à Agip Recherches Congo pour une durée de 25 ans à compter de la signature.
- Le Contrat de partage de production du même jour du 23 novembre 1995 reste fondé sur la Convention d'établissement et ses avenants 1 à 5, 7 et 8, par l'accord du 16 mars 1989 ainsi que les dispositions non contraires de la loi du 24 août 1994 portant code des hydrocarbures.

2.2.4.1.3. Le régime dérogatoire du droit commun, né du maintien de la Convention d'établissement, mais aménagée

Maintien de l'applicabilité du régime fiscal et douanier de la Convention d'établissement du 17 octobre 1968, de ses avenants et de la convention « de consolidation » du 30 juin 1989 (cf. article 11 du CPP qui fait écho au principe de stabilisation convenu à l'article 9 de la convention d'établissement. En effet la Convention d'établissement prévoit la « *stabilité des conditions générales, juridiques, financières et économiques de la recherche, de l'exploitation et du transport des hydrocarbures* » tels qu'elles résultent de la législation en vigueur et de la convention d'établissement elle-même. Sauf accord du titulaire, aucune mesure aggravante au sens donné dans la Convention ne peut être prise.

La liste des impôts, droits et taxes stabilisés n'est qu'énonciative. En effet l'article 10 avant dernier alinéa prévoit qu'elle peut être complétée pour rester conforme au principe de stabilisation - non aggravation du régime fiscal (durée 25 ans). L'article 4 de l'avenant n° 4 reprend le même principe.

Sans entrer dans les détails et les fondements juridiques, la réforme fiscal-douanière de l'UDEAC n'est pas opposable aux clauses de stabilisation législative (Voir Acte 1/98 UDEAC -653-CD du 21 janvier 1998 prenant acte des dispositions de stabilisation juridique et fiscale dans le secteur pétrolier).

2.2.4.1.4. Le Ring Fence

L'imposition des sociétés ne se fait pas sur l'ensemble des opérations dans le pays, de façon consolidée comme en droit commun fiscal, selon un principe généralement admis dans le secteur pétrolier. L'imposition se fait par zone géographique d'intervention. La base imposable sera une unité d'imposition constituée par la concession ou le permis d'exploitation, et non pas tous les champs issus d'un permis de recherche. Au contraire, la base imposable dans le système du code des hydrocarbures de 1994 est le permis d'exploration et tous les permis d'exploitation en découlant (article 44). Une fois qu'un permis de recherche a donné lieu à l'attribution d'une concession ou d'un permis d'exploitation, les frais de recherche engagés sur d'autres zones du permis de recherche ne peuvent plus donner lieu à déduction du Profit Oil de la concession ou du permis

attribué sur la base du même permis de recherche. Là se trouve la raison de l'accord du 30 juin 1979 sur la consolidation des coûts.

Cette dérogation au droit pétrolier, la consolidation, devrait être remise en cause. Il conviendrait par une étude sur la question de connaître quel sont les effets sur les droits de la République, ce la consolidation pratiquée.

2.2.4.2. Les droits dus à la République

2.2.4.2.1. Le «Profit Oil »

Les niveaux de profit Oil

Première tranche de profit Oil

Il est de **50% pour l'Etat** (et de 50% pour le groupe Contracteur) de la production nette d'hydrocarbures liquides dans la zone du permis ;

Il est de **66% pour l'Etat** (34% pour le contracteur), quand le prix fixé (prix fiscal, voir article 8 du CPP sur ses modalités de fixation) des hydrocarbures est **supérieur à 22 dollars** par baril, valeur de l'indice déterminé au 1^{er} janvier 1985, et le prix est actualisé sur la base de l'indice d'inflation du PIB des USA publié par l'OCDE, «National Income and Product ».

Le taux de ce profit Oil (50 ou 66 %) dépendra donc du prix fiscal qui aura été actualisé, pour chacun des trimestres de 2004, 2005 et 2006. Le Conciliateur n'a pas dans sa mission de vérifier que l'actualisation a été faite de manière correcte.

Si le champ produit plusieurs qualités d'hydrocarbures, le pourcentage est calculé par qualité d'hydrocarbure.

Mais pour que soit atteint le pourcentage de 50% ou 34% selon le cas, qui revient à chaque entité Contracteur (ENI et TOTAL), on retire:

- La redevance minière proportionnelle (RMP), soit **12%** (article 11.1 du CPP) de la production nette versée en espèces si une dette de la République est domiciliée sur la fiscalité due par un membre du Contracteur. (le taux est de 15% dans le code des hydrocarbures) ;
- La quantité d'hydrocarbures due pour le remboursement des coûts pétroliers (dans les conditions de l'article 6 du CPP) ;
- La part d'hydrocarbures liquides de l'Etat comprend l'IS calculé au taux de 50% sur les revenus de chaque entité composant le Contracteur (article 11.2 du CPP)

Les coûts pétroliers :

Ils sont déductibles du Profit Oil est de 50% maximum de la production d'hydrocarbures liquides dans les conditions de l'article 6 du CPP

2.2.4.2.2. Les bonus

Pas de bonus de signature pour les années considérées

2.2.4.2.3. Provision pour travaux d'abandon

L'opérateur n'a pas fait connaître qu'il estimait que 75% des réserves prouvées de la concession avaient été produites lors les années 2004 à 2006. Dès lors, aucune provision n'a eu à être constituée en vertu de l'article 5.6 du CPP.

2.2.4.2.4. La redevance minière proportionnelle (RMP)

Elle est de 12% de la production nette de la zone de permis (article 11.1 du CPP) versée en espèces si une dette de la République est domiciliée sur la fiscalité due par un membre du Contracteur (le taux est de 15% dans le code des hydrocarbures).

2.2.4.2.5. La provision pour investissements diversifiés (PID)

Elle de 1% de la valeur du prix fixé (prix fiscal) de la production nette de la zone de permis article 10 du CPP).

2.2.4.2.6. Le versement au titre du Programme de formation du personnel Congolais

Le budget est de 225 000 \$ par année civile, divisé par la production nette des permis en 1996 et multiplié par la production nette de l'année considérée (article 15.1. du CPP).

2.2.4.2.7. La redevance superficielle

Elle n'est pas prévue par la Convention d'établissement, ni ses avenants, ni le CPP, mais par le code des hydrocarbures (article 54). Elle serait dans ce cadre due à un taux de 800 \$ par Km² pour un permis d'exploitation (décret 2000 -186 du 10 août 2000) payable annuellement le 20 janvier, par le titulaire d'un permis de recherche ou d'exploitation (AGIP ici) en rémunération des surfaces mises à sa disposition par l'Etat. La redevance superficielle est déductible de l'assiette imposable. Il ne semble pas que la redevance superficielle soit due dans le cas de Zatchi !

2.3 . LA RECONCILIATION DES DONNEES COMPTABLES DES QUATRE CHAMPS TEST

Sur la base des champs sélectionnés par le Conciliateur (pour mémoire : Zatchi, Emeraude, N'kossa, M'boundi), les travaux comptables ont principalement consisté à valider les données sous-tendant le Statement 1 grâce aux déclarations des opérateurs en réponse aux circularisations envoyées par le Conciliateur. Ces contrôles n'ont pas appelé de remarque particulière de part de l'expert -comptable, comme le montre le tableau ci-dessous, à l'exception du champ M'boundi pour lequel il n'a pu effectuer de rapprochement en l'absence de réponse de l'opérateur ENI s'agissant du champs auparavant opéré par Zetah.

(en Bbls) Champs	Opérateur	Statement 1	Circularisation	Ecart
Conclusion				

2004				
Nkossa (huile)	TEPC	9 388 103	9 388 103 0	OK
Zatchi	ENI	8 579 087	8 579 087 0	OK
Mboundi absence de réponse à la	ZETAH circularisation	6 850 368		Elément non rapproché
Emeraude	Congo Rep	2 371 024	2 371 024 0	OK
2005				
(en Bbls) Champs	Opérateur	Statement 1	Circularisation	Ecart
Conclusion				
Nkossa (huile)	TEPC	15 339 356	15 339 356 0	OK
Zatchi	ENI	8 291 024	8 291 024 0	OK
Mboundi en l'absence de réponse à la	ZETAH circularisation	16 208 879		Elément non rapproché
Emeraude	Congo Rep	2 336 240	2 336 240 0	OK
2006				
Nkossa (huile)	TEPC	15 828 116	15 828 116 0	OK
Zatchi	ENI	8 716 768	8 716 768 0	OK
Mboundi rapproché en	ZETAH (ENI) l'absence de réponse à la	20 478 739		Elément non
Emeraude	Congo Rep	3 018 156	3 018 156 0	OK

2.4

LES CONTRATS COMMERCIAUX

Certains contrats prévoient un versement sur un compte spécial du gouvernement. Pour ne prendre qu'un exemple on citera l'Accord du 2 février 2005 portant sur les années 2004 et 2005 et donnant instruction de commercialiser une partie de la redevance en nature due par ENI sur Djeno ou Nkossa et d'en verser les produits sur un compte spécial du Gouvernement. Il y est prévu que les quantités d'hydrocarbures à prélever mensuellement sur les droits à huile visés à l'accord doivent servir au paiement des factures des travaux, en faveur notamment des entreprises ESCOM, ASTALOI, SOCOFRAN et autres. Les quantités et les frais de commercialisation de ces quantités, sont annexés à l'accord

Cet accord a été renouvelé pour 2006, à hauteur de 171 000 barils, selon une lettre co-signés par les Ministres des finances et des hydrocarbures le 20 juin 2006. Sur le plan juridique on observera qu'a priori, le droit et plus particulièrement le principe

de hiérarchie des normes ne permet pas de déroger à des textes de niveau législatif, par des échanges de lettre (les conventions d'établissement, leurs avenants, les CPP sont tous ratifiés par une loi ou une ordonnance, ce qui garantit une certaine publicité, dont désormais la publication au Journal officiel).

Cette pratique des comptes spéciaux est classique dans les systèmes européens de finances publiques. On les appelle comptes d'affectation spéciale du Trésor. Les Etats utilisent de tels comptes de régularisation, notamment pour des opérations qui ne peuvent rentrer dans le cadre budgétaire annuel. La seule réserve tient au parallélisme des formes et à la publicité que génère la ratification législative de telles conventions ;

Il apparaît néanmoins selon les Statements I des Certifications faites par le cabinet KPMG, sur la base des lettres de fiscalité de la société ENI que le produit de cette commercialisation est versé dans un compte du Trésor Public.

3. LA PLACE DES RECETTES DE LA REPUBLIQUE DANS LA PRODUCTION PETROLIERE DU CONGO

Pour apprécier les recettes pétrolières de l'Etat, le Conciliateur indépendant a disposé des trois sources d'information suivantes :

- 1- les données de la Direction Générale des Hydrocarbures (DGH), qui recensent le volume des cargaisons commercialisées pour le compte de la République mais qui ne comportent pas la totalité des autres éléments de recettes liés à l'application de la fiscalité pétrolière et relevant de la compétence du Ministère des Finances ;

- 2- le relevé des recettes comptabilisées par le Trésor Public, qui sont des recettes nettes correspondant à des paiements effectués à l'Etat pour des faits générateurs antérieurs (ventes de cargaisons par exemple) : un décalage dans le temps intervenant inévitablement entre les opérations de production et de commercialisation et les opérations financières correspondantes aboutissant à l'enregistrement d'une recette auprès du Trésor Public ;
- 3- les travaux du cabinet KPMG, qui reprennent l'ensemble des données notamment celles des opérateurs pétroliers, de la SNPC, du Bureau Veritas et du Trésor public (Ministère des Finances), pour certifier « en accord avec les relevés bancaires du Trésor » le montant des encaissements à recevoir par l'Etat.

Le tableau I ci-après synthétise, autour de chiffres-clés, ces données et permet d'en faire la comparaison

Tableau I

milliards de F./CFA	Production (Prod.)	Droits D.R.C.	D.R.C./Prod (%)	Encaissements certifiés	Encaissements/Prod (%)	Recettes constatées du Trésor
année 2004	1506,4	635,9	42%	457	30,3%	424
année 2005	2385,2	1140,9	47%	903	38,0%	917
année 2006	3124,9	1606,7	51%	1463,9	46,6%	1350
Total 2004-2006	7016,5	3383,5	48%	2823,9	40,0%	2691

(Sources : données des travaux trimestriels de KPMG et relevés comptables du Trésor public conformément à la législation et à l'avenant n° 6 au mandat de commercialisation de la SNPC)

Ainsi, pour les trois années 2004-2005 et 2006, sur une production totale (valorisée au prix fiscal) de 7.016 milliards de F.CFA, les droits de la République, c'est-à-dire la part de la production revenant à l'Etat au titre de l'application des contrats de partage de production (C.P.P.), ont-ils été de 3.383 milliards de F. CFA.

Ce sont ces droits qui, une fois commercialisés – après déduction des frais et remboursement des dettes antérieures (prépaiements, par exemple) –, constituent la base des versements ou « encaissements » à l'Etat effectués par les opérateurs pétroliers et la SNPC. Pour la période de référence, ces encaissements ont été de 2.829 milliards de F. CFA, alors que concomitamment (en raison des décalages temporels pouvant intervenir entre les opérations de commercialisation et les opérations financières) le Trésor Public a comptabilisé un flux total de recettes nettes de 2.691 milliards de recettes entre le 1^{er} janvier 2004 et le 31 décembre 2006.

En résumé, sur trois ans, les droits de la République du Congo ont représenté 48% de la production de pétrole, les encaissements correspondants 40%, et les versements nets au Trésor 38%.

Afin de mieux appréhender ces différentes étapes dans la formation des recettes pétrolières, on présentera d'abord le circuit des flux financiers aboutissant depuis la

production aux recettes du Trésor (cf. paragraphe ci-après **3.1**). Cette présentation, conforme aux termes de référence, est en effet le préalable logique à la compréhension de l'évolution des droits et recettes de la République du Congo sur la période 2004-2006 (cf. paragraphe **3.2**).

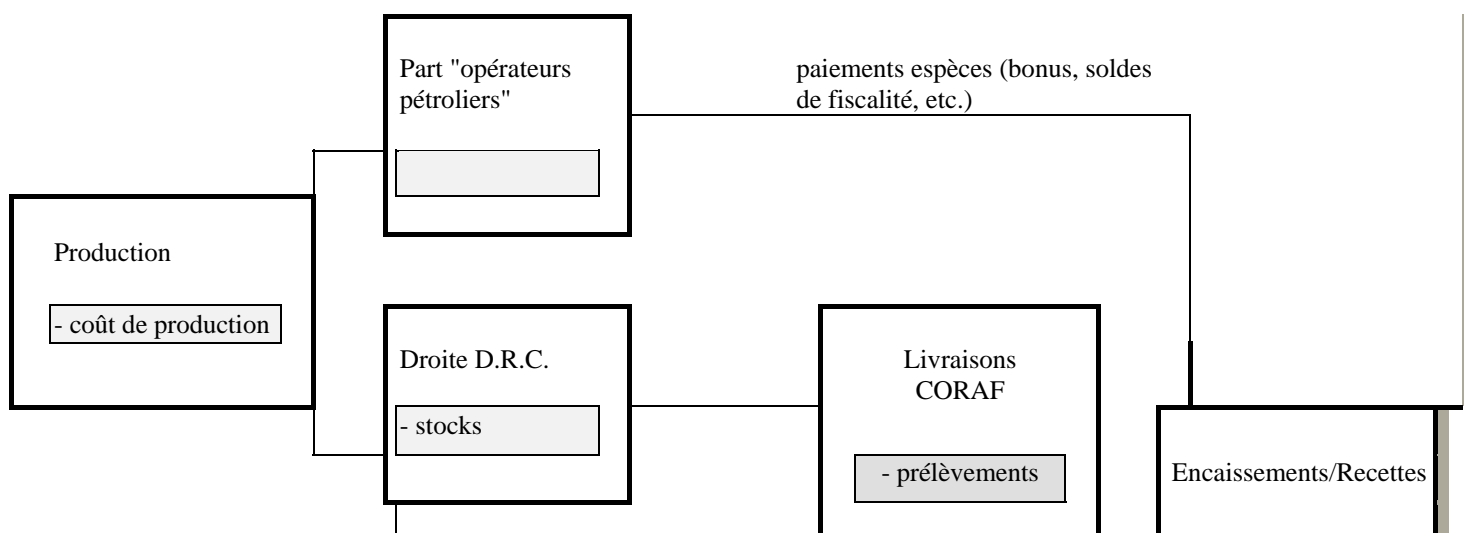
L'analyse de cette évolution sera ensuite complétée par l'étude de deux facteurs explicatifs de la formation des recettes pétrolières :

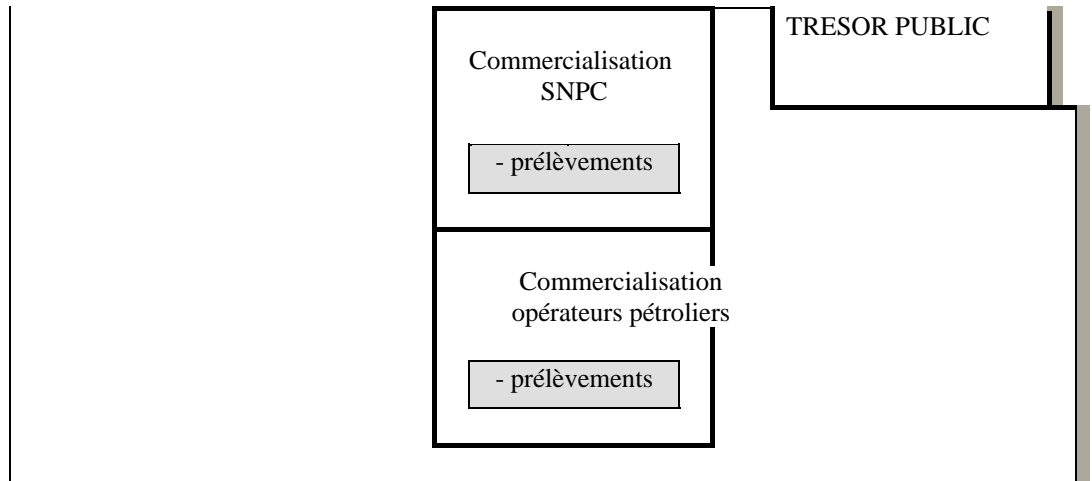
- l'incidence de l'effet de stockage d'une partie des droits de la République avant commercialisation (cf. paragraphe **3.3**),
- l'incidence des imputations diverses frappant – après commercialisation – les droits de l'Etat (cf. paragraphe **3.4**).

L'analyse de ces facteurs rend compte, en effet, des écarts observés tant par le cabinet KPMG que par le Conciliateur indépendant ; elle constitue un élément indispensable de la réconciliation des données relatives à l'évaluation des recettes effectivement perçues par l'Etat au titre de ses droits pétroliers. (cf. paragraphe **3.5**).

3.1. LE CIRCUIT DES RECETTES PETROLIERES

Le schéma qui suit, illustre le fait que la République du Congo, propriétaire de son sous-sol et des ressources que détient celui-ci, confie l'exploitation de ses richesses à des opérateurs pétroliers qui font ainsi l'avance des dépenses à engager pour pouvoir extraire le pétrole. La République du Congo a donc à rembourser ultérieurement ces dépenses, du moins pour la part qui lui incombe.





Pour cette raison de fond qui tient à la nature même du partage de production, des « prélèvements » sont effectués en vue de ces remboursements, à chaque étape du processus de production et de commercialisation.

Ces prélèvements viennent obérer les droits à recettes de l'Etat, comme l'indiquent les parties grisées du schéma :

- les coûts de production (y compris l'amortissement des dépenses d'investissement et de recherche d'exploration),
- la part des droits de la République du Congo qui est stockée en attente de commercialisation,
- les divers frais de commercialisation de la SNPC (marge de commercialisation, courtage, frais portuaires, frais bancaires, etc.),
- la part de la production de pétrole revenant à la République du Congo qui est destinée à assurer la consommation locale congolaise et qui, de ce fait, n'étant pas vendue à l'étranger ne donne pas lieu à proprement parler à recette commerciale,
- le remboursement des dettes antérieures (pré-paiements, par exemple) et les divers ajustements de fiscalité accordés aux opérateurs (prélèvements au titre d'accords particuliers, ajustements de la quote – part de la République relative aux coûts d'exploitation des champs de Yango et de Sendji, ajustements de redevances, etc.).

A cette liste de prélèvements venant en diminution des droits de la République, il convient d'ajouter l'incidence - sur les recettes - de la valorisation de ces droits sur la base du prix fiscal, et non sur celle du prix de commercialisation.

En effet, il résulte de cette pratique un risque de perte de recettes équivalent à la différence de ces deux prix, d'autant que si le prix fiscal est toujours inférieur au prix du marché, il apparaît que le prix de commercialisation des cargaisons vendues par la SNPC a pu au cours de la période considérée se situer lui-même en dessous du prix fiscal.

3.2. L'EVOLUTION COMPAREE DES DROITS ET RECETTES DE LA REPUBLIQUE DU CONGO SUR LA PERIODE DE 2004-2006

Tableaux II

Droits/Encaissements certifiés/Encaissements constatés

Année 2004

	Production extraite		Droits RC		Encaissements		Ecart Trésor. / DRC		Ecart B-A	
	MBBL S	KMF.C FA	MBBL S	KMF.C FA	Certifiés A	Constatés (Trésor) B	valeur	%	valeur	%
1 ^{er} trimestre	20,20	311,80	7,60	119,30	76,16	69,80	-49,5	-41,5%	6,36	-8%
2 ^e trimestre	20,02	367,10	8,40	153,80	96,97	98,13	-55,67	-36,2%	1,16	1,2%
3 ^e trimestre	20,70	420,00	8,90	184,50	125,18	116,35	-68,15	-37,0%	-8,83	-7%
4 ^e trimestre	21,00	404,50	8,90	178,30	159,18	139,79	-38,51	21,6%	-19,39	12,2%
Total	82,10	1503,40	33,80	635,90	457,49	424,07	-211,83	-33,3%	-33	7,2%

Sources : Rapports trimestriels KPMG et relevés du Trésor Public

Année 2005

	Production extraite		Droits RC		Encaissements		Ecart Trésor. / DRC		Ecart B-A	
	MBBLS	KMF.C FA	MBBLS	KMF.C FA	Certifiés A	Constatés (Trésor) B	valeur	%	valeur	%
1 ^{er} trimestre	22,10	444,59	9,8	204,57	98,03	158,26	-46,31	-22,60%	60,20	61%
2 ^e trimestre	23,04	550,89	10,2	248,94	218,85	162,18	-86,76	-34,80%	-56,70	25,90%
3 ^e trimestre	23,85	712,18	11,8	344,69	303,78	196,45	-148,24	-43,00%	-107,30	-35%
4 ^e trimestre	23,56	677,62	11,8	342,73	282,32	400,28	57,55	18,80%	117,90	41,70%
Total	92,55	2385,28	43,6	1140,93	902,98	917,17	-233,76	19,60%	14,1	1,70%

Sources : Rapports trimestriels KPMG et relevés du Trésor Public

Année 2006

	Production extraite		Droits RC		Encaissements		Ecart Trésor. / DRC		Ecart B-A	
	MBBLS	KMF.CFA	MBBLS	KMF.CFA	Certifiés A	Constatés Trésor B	valeur	%	valeur	%
1 ^{er} trimestre	25,16	789,8	12,30	388,88	400,95	254,71	-133,70	-34,20%	-146,20	-36,50%
2 ^e trimestre	24,74	849,66	13,00	451,31	387,53	348,03	-103,30	-22,90%	-39,50	-10,20%
3 ^e trimestre	24,26	799,86	12,70	426,10	407,74	469,27	43,20	10,10%	61,53	15,10%
4 ^e trimestre	24,50	685,59	12,00	340,87	267,73	278,18	-62,70	-18,40%	10,45	4,00%
Total	98,66	3124,91	50	1606,76	1463,95	1350,19	-256,50	-16%	-113,72	-7,70%

Sources : Rapports trimestriels KPMG et relevés du Trésor Public

Les tableaux II ci- dessus précisent de manière détaillée, année par année et trimestre par trimestre, l'observation déjà faite (cf. tableau I) sur le parallélisme de l'évolution des droits et recettes en fonction du volume de la production et du prix du baril. Ils font également ressortir deux observations :

- un décalage temporel, relatif mais inégal d'une année sur l'autre, des recettes comptabilisées par rapport aux encaissements prévus tels qu'ils résultent de la commercialisation des droits de la République ;
- un effet d'amplification de la hausse des prix observable entre 2004 et 2006 sur les recettes, **en accord d'ailleurs avec la logique retenue du partage de production voulant que, plus le prix est élevé, plus la part des recettes revenant à l'Etat congolais augmente.**

3.2.1. LE PARALLELISME DES DROITS ET ENCAISSEMENTS

En 2004, pour une production de 1 506 Milliards de FCFA, et un niveau moyen du prix fiscal se situant entre 30 et 32 \$ (à comparer à un cours du Brent à 38 \$), les droits ont été de 653 Milliards et les encaissements résultant de la commercialisation (après prélèvements mentionnés ci- dessus) ont été de 457 milliards de FCFA .

En 2005, pour une production de 2 385 Milliards de FCFA et un prix fiscal d'environ 50 \$ (à comparer à un cours mondial de 54-55 \$), les mêmes droits et encaissements se sont élevés à 1 140 et 903 Milliards de FCFA.

En 2006, pour une production de 3 185 Milliards de FCFA et un prix fiscal d'environ 58 \$ (cours mondial de 65 \$), les droits et encaissements ont respectivement atteint le niveau de 1 600 et de 1 460 Milliards de FCFA.

3.2.2. LE DECALAGE DES RECETTES DU TRESOR PAR RAPPORT AUX ENCAISSEMENTS PREVUS

Tableaux III (en milliards de FCFA)

Origine des encaissements et mesure des écarts avec les recettes du Trésor

2004	CORAF livraisons	SNPC commercialisation	O.pétroliers versements	encaissements Trésor prévus	recettes nettes comptabilisées	
					constatées	décalages
1er trimestre	6,23	52,88	17,04	76,16	69,8	6,36

Rapport du Conciliateur Indépendant

2ème trimestre	0	79,25	17,72	96,97	98,13	-1,16
3ème trimestre	0	105,31	19,87	125,18	116,35	8,83
4ème trimestre	0	141,5	17,67	159,18	139,79	19,39
total	6,23	378,94	72,3	457,49	424,07	33,42

recettes nettes comptabilisées						
2005	CORAF livraisons	SNPC commercialisation	O.pétroliers versements	encaissement Trésor prévus	constatées	décalages
1er trimestre	0	81,87	16,15	98,02	158,26	-60,24
2ème trimestre	0	192,8	26,04	218,85	162,18	56,67
3ème trimestre	0	275,78	27,99	303,78	196,45	107,33
4ème trimestre	0	261,99	20,32	282,32	400,28	-117,96
total	0	812,44	90,5	902,97	917,17	-14,2

recettes nettes comptabilisées						
2006	CORAF livraisons	SNPC commercialisation	O.pétroliers versements	encaissement Trésor prévus	constatées	décalages
1er trimestre	0 *	369,49	31,45	400,95	254,71	146,24
2ème trimestre	0 *	355,99	31,54	387,53	348,03	39,5
3ème trimestre	0	377,09	30,64	407,74	469,27	-61,53
4ème trimestre	0	255,93	11,79	267,73	278,18	-10,45
total	0	1 358,50	105,42	1 463,95	1 350,19	113,76

(sources: KPMG et Trésor Public)

* à noter que le montant de la subvention versée à la CORAF a correspondu au montant des livraisons

Comme l'indique la série des tableaux III, les encaissements résultent de la commercialisation des droits de la République et ont une triple origine : les livraisons à la CORAF (moins les prélèvements qui leur sont imputés), les ventes de cargaison de la SNPC (moins les prélèvements qu'elles supportent), les paiements directement versés par les opérateurs pétroliers (moins également les prélèvements et ajustements qui sont effectués).

En valeur, ces encaissements *-ainsi déterminés après prélèvements* - proviennent pour plus de 75% de la SNPC et ont représenté successivement : 457 Milliards pour 2004, 902 Milliards pour 2005 et 1 463 Milliards pour 2006. Pour les mêmes exercices, les recettes comptabilisées par le Trésor ont été concomitamment de: 424, 917 et 1 350 Milliards, faisant ainsi apparaître par rapport aux encaissements précédemment déterminés un écart total de 133 Milliards, soit 3,3% des droits de la République acquis sur la période.

Comme indiqué ci-dessus, cet écart masque des décalages temporels avec des variations substantielles d'une année sur l'autre : -33,4 milliards (F. CFA) en 2004, + 14,2 milliards (F. CFA) en 2005, - 113,5 milliards (F. CFA) en 2006. De telles fluctuations tiennent non pas seulement à la complexité du circuit financier du marché pétrolier des recettes mais également à la diversité des opérations financières en découlant dans des circonstances exceptionnelles comme ce fut le cas notamment en 2006.

3.2.3. L'EFFET DE MULTIPLICATION DES PRIX SUR LES DROITS ET RECETTES

Au cours de la période 2004 - 2006, le prix du pétrole a considérablement fluctué, avec une orientation générale à la hausse d'environ + 110% sur les trois ans.

Pour des raisons mécaniques liées au principe du partage de la production en fonction de l'évolution du cours du baril, ces variations ont eu un effet d'amplification de l'incidence du prix sur le montant des droits et par conséquent, après prélèvements, sur celui des recettes.

Tableau IV

	Droits (D.R.C.)	Droits stockés (+) Droits déstockés (-)		Droits stockés /DRC	Prix fiscal		Cours du pétrole		Ecart du prix fiscal /cours mondial
	(millions francs CFA)	valeur	variation trimestrielle		valeur (endollars)	variation trimestrielle (moyenne)	valeur (en dollars)	variation trimestrielle (moyenne)	valeurs en \$ et %
Année 2004									
1er trimestre	119,31	+ 18,45	n.r.	15,50%	30,59	+ 5,5 %	33,63	+ 8,5 %	- 3,04 (- 9 %)
2ème trimestre	153,86	- 11,68	+ 6,77		32,85	+ 6,5 %	35,18	+ 4,6 %	- 2,33 (- 9,3 %)
3ème trimestre	184,47	+ 22,18	+ 28,95	12,20%	39,67	+ 20,7 %	43,20	+ 22,8 %	- 3,53 (- 9,2 %)
4ème trimestre	178,34	- 35,40	- 6,45		29,34	- 26,5 %	39,57	- 8,5 %	- 10,23 (- 25 %)
Total	635,98	- 6,45			(,,)	(+ 1,2 %)	(38,24)	(+ 27,5 %)	
Année 2005									
1er trimestre	204,56	+ 26,07		12,74%	45,42	+ 54,8 %	53,17	+ 34,3 %	- 7,75 (- 14,5 %)
2ème trimestre	248,94	- 8,57	+ 17,50		48,83	+ 7,5 %	54,35	+ 2,2 %	- 5,52 (- 10,2 %)
3ème trimestre	344,69	+ 0,84	+ 18,34	0,24%	57,61	+ 17,9 %	62,91	+ 15,7 %	- 5,30 (- 8,5 %)
4ème trimestre	342,73	+ 7,65	+ 25,99	2,23%	51,45	- 10,7 %	56,87	- 9,6 %	- 5,42 (- 10 %)
Total	1 140,92	+ 25,99			(,,)	(+ 7,53 %)	-54,41	(+ 43,7 %)	
Année 2006									
1er trimestre	388,48	- 59,06			58,00	+ 12,7 %	62,06	+ 9,1 %	- 4,06 (- 6,5 %)
2ème trimestre	451,31	+ 2,38	- 56,68	0,50%	64,43	+ 11,00 %	68,56	+ 10,4 %	- 4,13 (- 6 %)
3ème trimestre	426,10	- 9,30	- 65,98		55,98	- 13,2 %	61,96	- 9,6 %	- 5,98 (- 9,7 %)
4ème trimestre	340,87	+ 16,16	- 49,82	4,70%	n.r.	n.r.	62,47	= + 1 %	(- 8,8 %)
Total	1 606,76	- 49,82			(,,)	(= 0 %)	(65,14)	(+ 9,8 %)	
TOTAL 2004 - 2006	3 383,66	- 30,28				(+ 95 %)		(+ 110 %)	

L'analyse chiffrée figurant au Tableau IV ci-dessus indique l'ampleur des fluctuations du prix de marché du pétrole sur cette période ; elle précise également le degré de corrélation

du prix fiscal avec le cours mondial. Il apparaît ainsi que le prix fiscal est systématiquement inférieur au prix de marché, en moyenne d'environ 9 à 10%, avec cependant des variations d'écarts par rapport au Brent très inégales dans le temps (note MFO).

En conséquence, si globalement les droits de la République ont représenté une moyenne de 48% de la production pétrolière du CONGO, ce taux est passé de 42% en 2004 à plus de 51% en 2006. Une telle progression est de toute évidence due, moins à l'augmentation du volume de la production (+18% sur la période), qu'à l'effet

mécanique de la hausse des prix sur le partage de production. Parallèlement, les recettes rapportées à la valeur de la production sont passées de 30% en 2004 à 46,6% en 2006, pour une moyenne de 40% sur la période.

En conclusion, ces taux - notamment en ce qui concerne les droits de la République - paraissent en complet accord non seulement avec l'application proprement dite des règles de la fiscalité pétrolière, mais également avec les principes qui ont présidé à la définition du partage de production, à savoir : ***garantir à la République du Congo un taux de recettes d'au moins 30 % sur la base d'un prix du baril d' environ de 25 \$, un taux de 44 % pour un prix du baril à 40 \$, un taux de 52% pour un baril à 60 \$.*** Si, en ce qui concerne les recettes proprement dites, l'on observe un écart de taux d'environ 8 points en dessous (40% contre 48% pour les droits de la République), cette différence est attribuable aux facteurs suivants :

- à l'importance des prélèvements imputés sur les droits,
- au prix de commercialisation de la SNPC.

3.3. L'EFFET DE STOCK DES DROITS DE LA REPUBLIQUE SUR LES ENCAISSEMENTS

Dans l'attente de leur commercialisation, les volumes de production correspondant aux droits de la République acquis en application du partage de production sont stockés dans les différents terminaux. La constitution de ces stocks est une recette différée qu'il convient de gérer au mieux pour ne pas retarder les versements en espèces dans les caisses du Trésor Public, et pour limiter les risques liés aux fluctuations du cours du pétrole.

Pour ces raisons, l'analyse de l'effet de ces stocks sur les encaissements est un élément à prendre en compte dans la réconciliation des données et dans l'appréciation à porter sur le niveau réel des recettes du Trésor.

Les éléments chiffrés de cette analyse figurent au Tableau V ci-après :

Tableau V

	Droits (D.R.C.)	Droits stockés (+) Droits déstockés (-)		Droits stockés /DRC	Prix fiscal		Cours du pétrole	
	(millions francs CFA)	valeur	variation trimestrielle		valeur (en dollars)	variation trimestrielle (moyenne)	valeur (en dollars)	variation trimestrielle (moyenne)
Année 2004								
1er trimestre	119,31	+ 18,45	n.r.	15,50%	30,59	+ 5,5 %	33,63	+ 8,5 %
2ème trimestre	153,86	- 11,68	+ 6,77		32,85	+ 6,5 %	35,18	+ 4,6 %
3ème trimestre	184,47	+ 22,18	+ 28,95	12,20%	39,67	+ 20,7 %	43,20	+ 22,8 %
4ème trimestre	178,34	- 35,40	- 6,45		29,34	- 26,5 %	39,57	- 8,5 %
Total	635,98	- 6,45			(...)	(+ 1,2 %)	(38,24)	(+ 27,5 %)
Année 2005								
1er trimestre	204,56	+ 26,07		12,74%	45,42	+ 54,8 %	53,17	+ 34,3 %
2ème trimestre	248,94	- 8,57	+ 17,50		48,83	+ 7,5 %	54,35	+ 2,2 %
3ème trimestre	344,69	+ 0,84	+ 18,34	0,24%	57,61	+ 17,9 %	62,91	+ 15,7 %
4ème trimestre	342,73	+ 7,65	+ 25,99	2,23%	51,45	- 10,7 %	56,87	- 9,6 %
Total	1 140,92	+ 25,99			(...)	(+ 7,53 %)	-54,41	(+ 43,7 %)
Année 2006								
1er trimestre	388,48	- 59,06			58,00	+ 12,7 %	62,06	+ 9,1 %
2ème trimestre	451,31	+ 2,38	- 56,68	0,50%	64,43	+ 11,00 %	68,56	+ 10,4 %
3ème trimestre	426,10	- 9,30	- 65,98		55,98	- 13,2 %	61,96	- 9,6 %
4ème trimestre	340,87	+ 16,16	- 49,82	4,70%	n.r.	n.r.	62,47	= + 1 %
Total	1 606,76	- 49,82			(...)	(= 0 %)	(65,14)	(+ 9,8 %)
TOTAL 2004 - 2006	3 383,66	- 30,28				(+ 95 %)		(+ 110 %)

Source : KPMG et droits d'enlèvement

De l'analyse du Tableau V, plusieurs conclusions peuvent être tirées :

- sur le caractère variable du niveau des stocks et, plus encore, sur celui des mouvements de stockage et de déstockage d'un trimestre sur l'autre, puisque ceux-ci ont connu des amplitudes allant de + 6% à + 30% pour le stockage et de -17% à - 60% pour le déstockage,
- a contrario, sur la corrélation évidente des cours de pétrole et des mouvements affectant les stocks, avec toutefois un risque de manque à gagner - comme l'a montré l'année 2004 - pouvant résulter d'un décalage dans le temps entre les stocks et l'évolution des cours. Ainsi, observe-t-on que les stocks ont augmenté aux deuxième et troisième trimestres 2004 en même temps que les prix progressaient de +4,5% et de 22%, et qu'au quatrième trimestre un déstockage est intervenu alors que les prix baissaient. La même observation peut être faite pour les années 2005 et 2006.

3.4. LE POIDS DES PRELEVEMENTS EFFECTUES SUR LES DROITS COMMERCIALISES DE LA REPUBLIQUE

L'importance relative et la diversité des prélèvements posent le problème de la méthode d'imputation directe de ces prélèvements sur les versements à effectuer au Trésor.

3.4.1. L'IMPORTANCE DES PRELEVEMENTS

Pour une présentation plus détaillée des imputations et prélèvements qui sont effectués (nature de ces prélèvements et entités concernées), l'on se rapportera à l'annexe consacrée à l'analyse de leur incidence sur les droits et recettes de la République.

De manière simplifiée, on notera que ces imputations sont de quatre types ; elles correspondent :

- à des coûts fonctionnels (ceux de la CORAF et de la SNPC, en contrepartie de leur intervention dans le processus de commercialisation),
- à des écarts (ceux constatés par le cabinet KPMG : écart sur matière, écart sur encaissement,
- à des décalages relevés entre les encaissements prévus et les recettes du Trésor.

Le tableau VI ci-après synthétise les données relatives à l'importance de ces imputations.

Tableau VI (en milliards de francs CFA)

	Total des coûts imputés	Total des écarts	Total des écarts et ajustements	Total des imputations	Décalages temporels
Année 2004	13,64	41,70	44,22	99,56	33,00
Année 2005	23,46	42,40	60,36	126,22	-14,20
Année 2006	25,45	26,61	118,03	170,09	113,76
Total 2004 - 06	62,54	110,71	222,62	395,87	132,96

Source : rapports KPMG et relevés du Trésor public

Les principales observations tirées de ce tableau, ainsi que de ceux reproduits en annexe, sont les suivantes :

- le poids des imputations sur les droits de la République a diminué régulièrement au cours de la période ; de 15,6% en 2004, il est tombé à 11,8% en 2005 et 10,5% en 2006.
- Le coût total d'intervention de la CORAF et de la SNPC imputé sur les droits de la République est lui même passé de 2,1% en 2004 et 2% en 2005 à 1,58% en 2006.
- La masse des écarts et ajustements de fiscalité des opérateurs pétroliers a, elle - même, diminué ; représentant 13,5% des droits de la République en 2004, elle est tombée à 9,5% en 2005 et 9% en 2006.
- L'écart des recettes comptables du Trésor par rapport aux encaissements prévus est lui même à relativiser, puisqu'il est à attribuer à un décalage temporel : il n'est pas à proprement parler un manque à gagner pour l'Etat mais bien plutôt une perte de trésorerie dont le coût est à rapprocher de celui du taux des OAT entre 2004 et 2006.

3.4.2. LA METHODE D'IMPUTATION DES PRELEVEMENTS

Le Conciliateur indépendant a été amené à relever que les prélèvements viennent en diminution des droits à encaissement de la République. Cette pratique, qui conduit par exemple à déduire a priori des droits à paiements les dettes, introduit une généralisation de la compensation et, ainsi, aboutit à une minoration apparente de l'évaluation des recettes.

3.5. LA RECONCILIATION DES DONNEES

La réconciliation des données résulte de l'analyse précédente, c'est-à-dire de la mise en cohérence qu'elle a permis et des observations qui ont été faites.

Il ressort en particulier:

- que la place des droits de la République dans le partage de production paraît conforme aux règles et principes de base tels qu'ils ont été définis contractuellement,
- que le volume des recettes est lui-même conforme, compte tenu des décalages temporels et de la compensation recettes/dépenses.

4. RECOMMANDATIONS

4.1. LES RECOMMANDATIONS SUR LE PLAN INSTITUTIONNEL ET JURIDIQUE (POUR PREPARER LES TRAVAUX A VENIR DE L'ITIE)

Dans le cadre des Termes de Référence et de l'initiative « ITIE/EITI », il est demandé au Conciliateur de présenter des recommandations portant sur l'ajustement des comptes, tant en ce qui concerne les encaissements de l'Etat et les prélèvements sur les secteurs pétroliers que le respect des droits de la République, le renforcement de la transparence des opérations et la progression des performances que leur gestion administrative et comptable implique.

Avant même que soit lancée l'initiative « ITIE/EITI » au Congo et, soit dans le cadre des études fournies par KPMG, soit à l'occasion des réflexions et observations produites par divers groupes de travail, des recommandations ont déjà été émises sur les questions qui relèvent des termes de références (TDR) de la mission du Conciliateur. Dans la mesure où celles-ci lui ont paru pertinentes et parfois même prioritaires, le Conciliateur les approuve sans les reprendre ici.

Le Conciliateur renvoie aux constatations qui sont à la base de ces recommandations, et proviennent des audits KPMG des comptes sociaux et consolidés de la SNPC au 31 décembre 2004, puis au 31 décembre 2005 déclarant les comptes de la SNPC auditables mais non certifiables. Le Conciliateur renvoie également aux rapports de l'audit financier, de l'audit des comptes bancaires et de l'audit sur l'exécution du mandat de gestion pour l'exercice 2006 de la SNPC pratiqué par le cabinet GKM qui a, sous réserve, de sept séries de points, certifiés les états financiers et consolidés de la SNPC. .

4.1.1. RECOMMANDATIONS LIEES AU RENFORCEMENT DE LA TRANSPARENCE DES OPERATIONS

La participation du Congo à la mise en œuvre d'un Manuel CEMAC d'établissement des comptes du Secteur Pétrolier et parapétrolier, permettrait d'insuffler un élément de dynamique sous –régionale d'intégration économique, pour des Etats qui ont en commun d'avoir des recettes pétrolières représentant une grande partie de leur budget et dont les problématiques pétrolières sont similaires.

4.1.1.1. Un Manuel à l'échelle régionale

En liaison avec Afristat, les Banques Centrales intéressées, les Comités Nationaux ITIE, leurs services de suivi et les services nationaux de comptabilité nationale, s'ils existent, même à l'état embryonnaire, devra être établi un Manuel à l'échelle régionale qui permettrait :

- d'améliorer l'analyse en termes de comptabilité nationale des déclarations fiscales des opérateurs pétroliers et, en particulier pour les entreprises en

Contrat de Partage de Production (CPP), de définir la ventilation du Cost Oil entre dépenses courantes et investissements ;

- d'aider à l'établissement de « Comptes Satellites du Secteur Pétrolier » qu'il est suggéré de construire dans chaque Etat, dans le cadre de l'initiative en liaison avec les autres parties prenantes (Sociétés privées, tiers de confiance, Cabinets d'audits, ONG), d'y intégrer les données fournies par les audits actuellement en cours dans le cadre ITIE, de les diffuser au public pour les années passées, et éventuellement de façon plus restreinte pour l'année en cours et les années à venir ;
- d'effectuer une comparaison valable de ces comptes satellites des secteurs pétroliers des pays de la zone ;
- de constituer, en liaison avec la Banque centrale, les ministères nationaux des finances et des mines, un vade-mecum de la fiscalité pétrolière souhaitable en CEMAC (ou en zone franc)

4.1.1.2. . Caractéristiques du contrôle interne

Les entreprises du secteur pétrolier devront se conformer aux formats et formulaires des gabarits de saisie des flux d'avantages établis par le livre source de l'ITIE, formulaires conçus et adaptés par les conciliateurs indépendants et assortis de sanctions civiles et pénales.

4.1.2. **REAPPRECIATION DE LA STRUCTURE DU COST OIL DANS LES CPP**

Dans le cadre des procédures comptables annexées aux CPP, sont diffusées les catégories de dépenses imputables au Cost Oil, qui viennent en déduction du Profit Oil. Il semble que le calcul des frais généraux de type administratif et particulièrement liés aux sièges sociaux des opérateurs, tant en leur Centre que dans leurs structures décentralisées, mériterait d'être révisé, dans la mesure où il incite à prendre en compte de manière inappropriée des dépenses qui ne sont pas directement imputables au Cost Oil.

L'Excess Cost oil, à savoir la partie des coûts pétroliers excédant le Cost Oil, est systématiquement absorbée par les coûts déclarés. Il n'y a donc que rarement lieu à partage de cet Excess Cost Oil, partage dans lequel la République récupère un pourcentage significatif de ses droits de Profit Oil. Il convient en effet de s'assurer que le seuil maximum des coûts pétroliers n'est pas systématiquement atteint, ce qui ne manquerait pas de laisser perplexe. Seuls les audits de coûts pétroliers permettent de rectifier les « erreurs » d'imputation en coûts pétroliers. A chaque fois que des « erreurs » sont trouvées dans l'estimation des coûts pétroliers, la seule sanction résulte en la rectification de l'erreur et dans le paiement brut des sommes éludées. Ce qui finalement incite plutôt aux « erreurs » ayant pour effet d'atteindre le maximum des coûts pétroliers et à les reproduire systématiquement.

La lecture des rapports sur les conventions réglementées suffit à justifier la recommandation du Conciliateur d'améliorer fortement la capacité du gouvernement, de négociation des contrats pétroliers.

Il est donc recommandé

- De procéder à une analyse systématique et approfondie des coûts pétroliers
- D'utiliser les services d'un bureau d'études à cette fin
- De modifier le code des hydrocarbures afin de renforcer les moyens de contrôle de la réalité des coûts pétroliers que ce soit par des audits systématiques ou autrement en précisant plus encore les calculs et dispositions relatifs aux coûts pétroliers contenus dans les annexes comptables des CPP. Afin d'éviter les audits systématiques et des redressements, des procédures de concertation institutionnalisées ou utilisant les procédures déjà existantes (les Comités de gestion par exemple) devraient être recherchées. Il s'agirait d'assurer a priori, chaque année, champs par champ, l'information sur les coûts pétroliers.
- De prévoir dans le Code des hydrocarbures, un mécanisme prudent mais réel de sanction en cas d'anomalies ou d'irrégularités constatées et significatives dans le calcul du Cost oil, qui dépasserait les montants réels admissibles.
- Ces nouvelles règles qui restent à préciser, devront être prévues pour tous les CPP nouveaux.
- De faire appuyer la DGH et le MEFB par une équipe d'appui à la négociation sur les conventions pétrolières.

4.1.3. RECOMMANDATIONS RELATIVES AUX PERFORMANCES DE LA SNPC

4.1.3.1. Un plan d'action

Les recommandations de l'étude diagnostique du système de commercialisation du brut de l'Etat par la SNPC ont été validées et approuvées par les ministres de tutelle compétents et le Président Directeur Général de la SNPC en date du 14 mai 2009. Elles annulent et remplacent le plan précédent du 25 mars 2008. Le Conciliateur n'a pas à prendre à son compte l'actualisation de ces recommandations qui lui paraissent dans leur ensemble parfaitement justifiées.

Le plan s'assigne comme premier objectif la maximisation des recettes pétrolières liées aux ventes inhérentes aux CPP passés par la SNPC et leur mise à disposition du Trésor Public dans les délais les plus rapides par :

- L'amélioration de la procédure de consultation du marché et des mécanismes de décision,
- L'amélioration des procédures de fonctionnement, de contrôle interne et de reporting,

- L'amélioration des capacités des ressources humaines,
- L'utilisation d'un marketing mieux adapté et la diversification des marchés,
- Le transfert à juste date au Trésor Public des produits des ventes pétrolières.

4.1.3.2. Les types d'actions

Les types d'actions conformes aux objectifs proposés peuvent être classées selon les rubriques suivantes.

- Formalisations – rédactions de la politique commerciale et des procédures de commercialisation
- Formalisations, conception et mise en place d'un processus de décision performant

(tableaux de bord, organigrammes, niveaux de prises de décisions) En ce domaine, s'il est nécessaire d'établir des cadres généraux de l'activité gestionnaire et de bien délimiter les compétences et les missions, il paraît cependant opportuns au Conciliateur de ne point formaliser à l'extrême ni de trop entrer dans le détail d'une taylorisation qui, loin d'améliorer les performances y ferait obstacle. Plus que l'organisation des tâches, c'est la qualité des ressources humaines qui est en cause, surtout dans le domaine de la négociation.

- Amélioration du système de reporting

Une recommandation a été présentée par le Conciliateur au titre de la transparence des opérations qu'elle intéresse autant que la performance. Il y a lieu de remarquer que le reporting intéresse en premier lieu les opérateurs pétroliers, la SNPC et les tutelles ministérielles, mais qu'il concerne aussi la société civile et qu'il convient de fixer les modalités de la transmission à effectuer dans leur direction.

Les propositions relatives à la formation et à l'amélioration des ressources humaines paraissent au Conciliateur d'une particulière importance et devraient faire l'objet d'une rubrique spéciale (Mise en œuvre des programmes de formation sur Budget prévu sur CPP : stages, colloques).

- Des formations destinées à faire comprendre l'ITIE et à imposer une culture de la transparence.

Une commission de travail entre le Conciliateur indépendant, l'ITIE, les opérateurs, la SNPC et l'Etat devra être mise en place très vite, pour clarifier vis-à-vis de tous, la manière dont doivent être remplis les questionnaires de l'ITIE.

Des formations spécifiques ne négligeant pas la sensibilisation, devront être élaborées en vue d'établir une véritable culture de la transparence dans les recettes pétrolières.

4.1.4. RECOMMANDATION RELATIVE A L'INSTITUTION D'UN CONSEILLER-REGULATEUR A LA TRANSPARENCE

Le plan d'action à mettre en œuvre s'accompagne d'une proposition de recrutement d'un consultant aux fins d'exercer les fonctions de Commissaire- Régulateur à la Transparence

4.1.4.1. Procédure de recrutement du Commissaire-Régulateur à la Transparence

Dans cette perspective, le Conciliateur recommande que soit créé, un **Commissaire-Régulateur à la Transparence** (CRT). Celui-ci serait recruté selon une procédure d'appels d'offres ou, si nécessaire, de gré à gré, parmi les consultants reconnus au niveau international. Les TdR seraient approuvés par le Gouvernement de la République du Congo (GRC) et le financement pourrait provenir du FMI et/ou de la Banque mondiale.

Le CRT serait nommé et rattaché directement au bureau du Comité Exécutif de l'ITIE, pour une mission à durée déterminée. La durée considérée couvrirait les exercices soumis aux examens fixés par le Comité Exécutif de l'ITIE.

4.1.4.2. Les fonctions du Commissaire-Régulateur à la Transparence

Le Commissaire-Régulateur à la Transparence aurait principalement pour fonction :

- de procéder à des contrôles de performance des opérateurs du secteur pétrolier ;
- de proposer toutes révisions et réformes de nature à améliorer les structures et procédures dans les domaines juridique et économique-financier dans le cadre des attributions de l'ITIE.

le Commissaire exercerait ses missions d'auditeur et de régulateur à l'initiative du GRC qui procéderait à sa nomination, sur avis conforme du bureau du Comité Exécutif de l'ITIE qui, dans le cadre de cette instance, sont l'un et l'autre chargés de missions d'orientations spécifiques.

A cet égard on notera le projet de loi américain qui fait actuellement débat aux USA et qui ajouterait un amendement à la Section 13 du « Securities and Exchange Act » de 1934, aux termes duquel toute société immatriculée auprès de la SEC (Securities and Exchange Commission) devait faire une déclaration annuelle des paiements faits dans le monde à des Etats ou à des administrations en dépendant, pour l'extraction d'hydrocarbures ou de minerais. Cette déclaration s'ajouterait aux déclarations déjà obligatoires de remise à la SEC des états financiers des sociétés immatriculées (équivalent des états financiers de synthèse que les sociétés au Congo doivent obligatoirement déposer au Registre du commerce et du crédit mobilier en vertu de l'acte uniforme OHADA sur le droit commercial général). Ces déclarations seraient soumises à tout l'encadrement juridique du contrôle de la SEC (sur le plan administratif, civil et pénal) et publiées sur le site internet de la SEC.

4.1.5. LES SANCTIONS

Un tel système d'obligation n'aura d'effet que s'il est assorti de sanctions. L'expérience de la première mission de Conciliation aura eu cet effet d'établir que des obligations sans sanction ne sont que des pétitions de principe et autant de paroles verbales. Ces sanctions devront concerner le défaut caractérisé de réponse aux demandes du Comité exécutif de l'ITIE, pris sur proposition du Conciliateur indépendant. De façon à ne pas rentrer dans un système répressif qui peut être mal utilisé ou utilisé de façon abusive, on délimitera très précisément les omissions ou actions susceptibles de sanction.

Ces sanctions pourront être de nature civile lors du premier manquement constaté et de nature pénale pour les manquements suivants avec des peines aggravées en cas de récidive

4.1.6.1. Les sanctions civiles

Elles peuvent procéder d'insertion obligatoire dans les futurs CPP de clauses rendant obligatoire la communication au Comité exécutif de l'ITIE des réponses aux questionnaires. Pour les anciens CPP, des avenants pourront être passés avec les compagnies pétrolières lesquelles ne devraient pas s'y opposer.

4.1.6.2. Les sanctions pénales

Compte tenu du fait que des opérateurs malgré l'ancienneté relative du processus ITIE n'ont pas tous manifesté une volonté claire de coopérer au processus ITIE, le Conciliateur s'interroge sur l'intérêt qu'il y aurait à pénaliser des comportements qui s'opposeraient à la volonté de transparence affichée au plan international par l'Etat congolais. Il s'agirait de qualifier pénalement la non réponse aux questionnaires émanant du Conciliateur désigné par le Comité Exécutif de l'ITIE. On pourrait appliquer des peines d'amende pour les premières infractions sachant qu'en cas de récidive les sanctions prévues pour les faillites, comme l'interdiction du droit de gérer des entreprises, d'être administrateur de sociétés etc., la saisine du parquet pourrait être faite directement par le Comité exécutif de l'ITIE, sur proposition du Conciliateur (le Commissaire à la transparence) qui se verrait doter de pouvoir équivalent à celui du Parquet. Il ne semble pas qu'il faille donner au Comité exécutif la possibilité de se constituer partie civile, ce qui serait étranger à sa fonction.

4.1.6. RECOMMANDATION RELATIVE AU CONTROLE DE LA SNPC PAR LA COUR DES COMPTES

Conformément à la loi 19-99 du 15 août 1999 qui modifie et complète diverses dispositions de la loi 022-92 du 20 août 1992, la Cour des Comptes et de Discipline Budgétaire du Congo a compétence pour juger de la gestion financière et comptable des établissements publics « quel que soit leur caractère » et par conséquent, la SNPC, établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC), relève de sa juridiction.

La Cour des Comptes a, entre autres, pour missions :

- d'établir un rapport annuel qui reprend ses conclusions d'ordre budgétaire et financier les plus importantes ;
- de sanctionner les fautes de gestion commises au regard de la législation et de la réglementation de la passation des marchés et des contrats ;
- de fournir à titre facultatif des avis aux autorités exécutives qui la consultent.

A partir de ses observations et de ses vérifications, la Haute Juridiction établit un rapport annuel « si elle le juge utile » qu'elle adresse au chef de l'Etat, au Premier Ministre et aux Présidents des deux chambres du Parlement. Ce rapport annuel ne revêt pas un caractère obligatoire. Sa mise en œuvre, surtout en matière pétrolière, serait pourtant d'un grand intérêt. Quand il s'agit du contrôle financier et budgétaire de la SNPC, il viendrait utilement en complément au rapport ITIE du Conciliateur.

Il y a lieu en effet de souligner que pour les trois années sous examen (2004, 2005, 2006) la SNPC n'a jamais fait le moindre objet d'un audit de la Haute Juridiction ni d'une vérification de ses comptes. Ce qui est d'autant plus à déplorer qu'à titre préventif ou pour toute autre raison, l'intervention de la Cour des Comptes n'aurait rien eu de superflu.

Le Conciliateur tient à souligner que le document intitulé « Audit des Comptes sociaux et consolidés de la SNPC au 31 décembre 2004 », repris et revalidé le 31 mars 2006, fournit des éléments qui, dans leur variété et leur multiplicité, pourraient utilement servir au cadrage et à l'orientation d'une vérification des comptes de la SNPC par la Haute Juridiction.

Si des progrès très relatifs ont été enregistrés depuis 2004 par l'audit de KPMG pour 2005 en matière de gestion financière de la SNPC, de nombreuses insuffisances et lacunes subsistent auxquelles il demeure nécessaire de remédier. Entre autres mesures à prendre d'une portée substantielle devraient être réalisées de tout urgence :

- l'harmonisation des Normes Comptables ;
- la mise en place des procédures afférentes aux fichiers des immobilisations et à leur valorisation, à la tenue d'un inventaire permanent, à la réconciliation complète des comptes physiques de fin d'année avec les données comptables.

4.1.8. RECOMMANDATION QUANT A LA PREVISION D'UN QUITUS FISCAL FIABLE EN MATIERE DE PAIEMENT DES DROITS DE LA REPUBLIQUE

On a vu ci-dessus (2.1.5.4. supra) que le contrôle du paiement des droits prévu dans le code général des impôts en son article 462, Le CGI est très faible, s'agissant de la preuve de paiements importants comme les droits de l'Etat en matière de recettes provenant des hydrocarbures et pour tout dire totalemment inadapté

On proposera donc d'ajouter un second paragraphe à l'article 462 du CGI, qui visera tous les droits dus en matière d'hydrocarbure, qu'ils émanent du GCI, du code des hydrocarbures, des CPP ou des conventions d'établissement, paragraphe qui prévoira l'obligation de délivrer une quittance extraite d'un journal à souche réglementaire, mais non plus par les agents tenant les caisses visées à l'article 461, mais par le Directeur général des impôts lui-même. En outre cette quittance et les pièces sur lesquelles elle se

fonde devront avoir été au préalable visées (notifiées au) par le Président de la Cour des Comptes».

4.1.9 CONSTITUTION D'UNE BASE DE DONNEES PAR LE SERVICE DES HYDROCARBURES DU MEFB ET LA DGH, BASE D'APPUI POUR UNE UNITE DE CONSEIL ET D'APPUI A LA DECISION

Compte tenu des difficultés et des délais rencontrés dans l'obtention des documents nécessaires à la mission du Conciliateur, il apparaît nécessaire qu'une base documentaire exhaustive soit mise en place par le Ministère de l'Economie, des Finances et du Budget de la République du Congo afin de recenser l'ensemble des accords et des engagements existants entre l'Etat et la SNPC, les opérateurs pétroliers, le Trésor, la CORAF et tout autre acteur intervenant dans le processus d'encaissement des revenus pétroliers. Cette mesure complétera la mesure qui serait prise sur la base de la recommandation émise au point 4.1.1.1 ci-dessus et relative à la mise en place d'un système documentaire.

Cette base de données devrait pouvoir être alimentée en permanence par des données nationales mais aussi externes, tant en matière économique que juridique et, doublée d'une Unité de conseil interne ou externe pourrait servir d'outil d'aide à la décision aux Ministère de l'économie, des finances et du budget ainsi qu'aux Ministère des hydrocarbures

Les efforts menés pour mettre à disposition une partie de ces informations (non confidentielles) sur le site internet du MEFB, semblent aller dans ce sens.

4.2. LES RECOMMANDATIONS RELATIVES AUX MODALITES DE CALCUL DES DROITS DE LA REPUBLIQUE

4.2.1. POUR UN SYSTEME CONCERTÉ DE VERIFICATION ET DE CONTROLE DES VALEURS PRODUITES ET COMMERCIALISEES

Le Conciliateur croit devoir attirer l'attention sur le contrôle de la production en volume de la part de l'Etat.

Lors de ses travaux, l'auditeur indépendant KPMG a relevé pas moins de 9 contrôles pour vérifier les volumes et les qualités lors des chargements. Participent à ces contrôles : les loading masters, la douane, le représentant de la direction des hydrocarbures et de la chambre de commerce, le représentant de la santé, le représentant de l'environnement, et l'inspecteur de l'acheteur.

Il ne fait donc aucun doute que les quantités et les qualités sont convenablement vérifiées au moment des chargements. Mais dans les procédures dont le conciliateur a pu avoir connaissance, on ne trouve pas trace de contrôle plus en amont, au moment de l'extraction. Il est vraisemblable que ces contrôles existent mais ils sont certainement mal répertoriés et insuffisamment reconnus. En tout état de cause, il ne semble pas qu'ils soient l'objet d'une procédure répertoriée.

Le Conciliateur recommande en conséquence que les procédures de contrôle des quantités et des qualités, qui se situent en amont des chargements et en particulier lors de l'extraction et le transfert, soient mises en valeur et mieux officialisées. Il n'est pas nécessaire qu'elles mobilisent autant d'intervenants et il est souhaitable qu'elles soient concertées avec les opérateurs. Mais il serait souhaitable qu'elles fassent l'objet de comptes rendus officiels intégrés dans l'ensemble de la procédure.

4.2.2. POUR UN AUDIT DU REGIME DE VALORISATION DES QUANTITES AU PRIX FISCAL

La comparaison des prix fiscaux et des cours mondiaux et/ou des prix de commercialisation fait apparaître une décote systématique des prix fiscaux par rapport aux cours mondiaux ou des prix de commercialisation.

Il serait évidemment souhaitable de pouvoir analyser ce constat pour en tirer des enseignements économiques. En particulier, il conviendrait de rechercher si la situation des années observées (2004/2005/2006) est due au fait que pendant ces années les cours mondiaux ont connu une croissance quasi continue. Il conviendrait également de pouvoir affiner cette étude en tenant compte des différentes qualités des bruts congolais par rapport au Brent pour arrêter une opinion définitive sur la comparaison des prix fiscaux et des prix de commercialisation. Au-delà du constat il n'est donc pas possible de conclure sur les causes de ce décalage.

Il n'en demeure pas moins que cette situation mérite de retenir l'attention compte tenu de l'importance des prix fiscaux. Ceux-ci sont un élément central du dispositif de participation de l'Etat Congolais à l'exploitation des richesses de son sous sol. Ils servent d'une part, à déterminer dans le cadre des CPP, les droits de la république (partage du Profit Oil) et, d'autre part, à valoriser ces droits ainsi que les encaissements qui proviennent de la SNPC après qu'elle ait commercialisé les produits.

Ce prix fiscal est fixé sur la base des prix de commercialisation communiqués mensuellement par les opérateurs et la SNPC (même si celle-ci, du fait du problème des prépaiements, est moins en mesure que les opérateurs de faire valoir ses prix).

Compte tenu des décalages dans le temps on peut admettre que sur la courte période la courbe de la moyenne des prix fiscaux ne coïncide pas avec les prix commerciaux (cours mondiaux ou prix de marché) mais on ne voit pas de raison pour que sur des périodes relativement longues ces prix soient systématiquement inférieurs aux prix libres.

Il n'est pas possible, du fait du mécanisme de fixation du prix fiscal, de déterminer les causes de cette observation et, par conséquent, il n'est pas possible actuellement

d'imaginer les corrections à mettre en œuvre pour obtenir une corrélation plus satisfaisante avec les prix du marché. Ainsi que l'indique l'auditeur indépendant KPMG dans son étude diagnostique sur la stratégie de commercialisation des ressources pétrolières de l'Etat par la SNPC de 2002 à 2005 à la page 26/82, « les prix fiscaux sont issus des prix déclarés des opérateurs (*prix non vérifiables*) ».

Pour satisfaire à une plus grande clarté dans la fixation de cet élément fondamental de détermination des droits de la République mais aussi pour que l'Etat Congolais puisse maîtriser ses prévisions de recettes en fonction des données du marché pétrolier qui, quels que soient les mécanismes contractuels, gouvernent les recettes de la République, le Conciliateur croit devoir faire la recommandation de procéder à une étude de fond dont les conclusions devraient aboutir :

- soit à la confirmation du système actuel de détermination du prix fiscal ;

- soit à une redéfinition du mode de détermination de ce prix fiscal, afin que sa position par rapport aux prix du marché soit plus prévisible. Ainsi, l'équilibre entre les droits de la République et ceux des opérateurs pourrait être rationalisé sur la longue période.

Quelle que soit le résultat de cette étude il conviendrait dorénavant de s'interroger à intervalles réguliers sur le mécanisme de composition du prix fiscal. Si une telle évolution devait aboutir, elle supposerait une plus grande transparence dans la connaissance des prix auxquels commercialisent les opérateurs, cette transparence n'excluant pas, si les contraintes du marché du pétrole l'exigent, de préserver la confidentialité.

4.3. LES RECOMMANDATIONS RELATIVES A LA GESTION DES STOCKS PETROLIERS

4.3.1. POUR UNE OPTIMISATION DES REGLES DE GESTION

Sur la période, on constate que la part stockée des droits de la République varie dans un espace de grande amplitude (de 15% à quelques pourcents). S'il semble que cette variation soit en partie explicable par la variation des prix sur la même période, il n'a cependant pas été possible d'établir une corrélation certaine et directe entre les deux grandeurs (stocks et prix mondiaux). On observe cependant que sur les 3 années considérées, la part stockée diminue tendanciellement tandis que les cours mondiaux ont fortement et quasi régulièrement augmenté.

La part stockée représente en première analyse un report de trésorerie pour les finances publiques, mais elle représente également, en fonction de l'évolution des cours mondiaux, une possibilité et même, en période de hausse des prix, une espérance de gains futurs.

Au-delà de la part incompressible des stocks, le Conciliateur pense devoir attirer l'attention sur la nécessité pour l'Etat et la SNPC d'adopter, par convention, des règles de gestion de ce stock.

Dans un marché aux cours aussi volatiles que ceux observés ces dernières années, une bonne gestion suppose d'anticiper l'évolution probable des cours pour maximiser le bénéfice attendu des ventes.

Cependant cette anticipation pose la question de sa compatibilité avec la gestion publique.

En premier lieu, les informations disponibles ne permettent pas de déterminer pendant quelle durée un baril donné est stocké, en d'autres termes, la vitesse d'écoulement du stock n'est pas connue ou si elle l'est, il n'a pas été possible de la retrouver dans les informations disponibles. Si elle existe, il ne semble pas non plus qu'elle soit soumise à des règles de gestion déterminées par l'Etat. Or, la part du stock qui peut être assimilée à une possible spéculation doit être contrôlée par l'Etat puisque lui seul porterait la responsabilité d'une erreur d'anticipation.

C'est pourquoi il est important que cette information soit connue des autorités de la République afin que l'Etat connaisse la proportion entre la part stockée qui correspond aux nécessités techniques (délais dus à la gestion des enlèvements, les contrôles etc.) et celle qui représente une anticipation de l'évolution des cours, volontaire ou involontaire. Il est en effet essentiel que cette dernière part soit en permanence mesurée et contrôlée pour être maintenue dans des limites compatibles avec une gestion publique qui ne peut qu'exclure tout risque inhérent à une spéculation.

Si l'Etat se doit de valoriser au mieux de l'intérêt général ses droits pétroliers, il lui appartient de le faire en « bon père de famille ». Il n'est pas dans le rôle d'un Etat ni des sociétés publiques (SNPC) de spéculer en risquant la richesse nationale.

Il est vrai qu'il est difficile de déterminer avec rigueur les règles à observer. Telle décision qui peut apparaître risquée dans une certaine configuration de cours pourra sembler banale dans une autre configuration. Il n'est donc pas possible de privilégier une solution unique.

Le Conciliateur recommande en conséquence que les règles de stockage soient déterminées et révisées régulièrement en fonction de l'évolution de la situation mondiale du marché du pétrole. La SNPC devra ensuite se conformer à ces règles pour gérer ses stocks et rendre compte de cette gestion.

4.4. LES RECOMMANDATIONS RELATIVES A LA REPARTITION DE L'UTILISATION DES DROITS DE LA REPUBLIQUE

4.4.1. POUR UNE RATIONALISATION DE LA GESTION DE L'UTILISATION DES DROITS

Les droits de la République sont répartis en trois parts.

La première est destinée via la CORAF à la consommation congolaise. Elle ne constitue donc pas une recette immédiate pour l'Etat congolais. Il s'agit pour partie d'une recette différée qui dépend de la fiscalité que la République applique aux ventes de produits raffinés. Cette part de la production ne dépend donc pas du marché mondial mais de la

politique sociale et fiscale que le gouvernement entend suivre. Cette utilisation d'une partie des droits de la République relève de la responsabilité politique et elle ne peut donner lieu à aucune opinion du conciliateur.

Cependant, elle constitue, par rapport aux quantités extraites et par rapport aux droits de la République stricto sensu, un manque à gagner pour le budget de l'Etat.

Il serait donc souhaitable, pour améliorer encore la transparence, que les conditions auxquelles cette part est transférée à la CORAF par l'Etat congolais et que les conditions auxquelles les distributeurs congolais ont accès à cette part pour la commercialiser auprès des consommateurs congolais, soient mieux officialisées afin que l'effort ainsi consenti en faveur de l'économie du pays soit connue et reconnue.

Pour améliorer la transparence des comptes de la CORAF, le conciliateur recommande que les subventions versées par l'Etat ne viennent pas en compensation des dettes de la CORAF.

La seconde part est transférée à la SNPC qui, en application de la convention du 1^{er} janvier 2003, est chargée de sa commercialisation sur le marché mondial.

La convention prévoyait une valorisation des quantités commercialisées sur la base des prix commerciaux obtenus par la SNPC sur le marché mondial. Afin de supprimer les écarts constatés du fait de ce mode de valorisation, un amendement du 5 janvier 2006 à la convention de janvier 2003 prévoit que désormais la valeur des encaissements de l'Etat est calculée sur la base des prix fiscaux. Certes, de ce fait, l'essentiel des écarts a disparu mais au prix d'une anomalie qu'il convient de souligner. En effet, les prix fiscaux étant généralement inférieurs aux prix de commercialisation, il en résulte une différence qui mécaniquement améliore les recettes propres de la SNPC.

Il faut rappeler que cette dernière est rémunérée pour remplir sa fonction par un pourcentage de 1,6% des recettes, il y avait donc à partir de 2006 une situation particulière qui a disparue avec le retour en 2009 à une valorisation des droits de l'Etat sur la base des prix de commercialisation et non plus des prix fiscaux.

Enfin, la troisième part des droits de l'Etat est consacrée à des compensations entre dettes et créances relatives entre les sociétés pétrolières et la République. Cette compensation entre recettes/dépenses, outre qu'elle n'est pas recommandée en comptabilité publique, ne permet pas de reconstituer facilement les relations financières entre l'Etat et les sociétés.

Le conciliateur recommande donc de cesser, lorsque cela est possible, cette pratique de compensation au profit d'une inscription directe dans les comptes, tant des sociétés que de l'Etat des recettes et des dépenses, afin d'améliorer la transparence des comptes.

4.5. LES RECOMMANDATIONS RELATIVES A L'AMELIORATION DES PROCEDURES ET DES SYSTEMES D'INFORMATIONS FINANCIERES

LE RESPECT DES REGLES DE LA COMPTABILITE PUBLIQUE

Le conciliateur recommande que le système d'information financière de l'Etat soit amélioré en demandant aux administrations concernées d'émettre systématiquement un titre de recettes spécifiques pour ce qui concerne les recettes pétrolières.

4.6. LES RECOMMANDATIONS RELATIVES A LA SNPC

POUR UNE RENOVATION DU POSITIONNEMENT DE LA SNPC PAR RAPPORT A L'ETAT

La République du Congo a confié par la convention de 2003 la commercialisation de ses droits pétroliers à la SNPC établissement public d'Etat.

La convention SNPC –Etat du 1^{er} janvier 2003, prévoit dans son article 5 entre autres, que la SNPC est mandatée pour négocier les prix de commercialisation des quantités de pétrole qui lui sont confiées par l'Etat. Ceci suppose de la part de la SNPC un comportement commercial professionnel et la recherche du profit maximum, c'est-à-dire des meilleurs prix de vente possibles dans une situation de marché donnée.

Une fois le prix obtenu elle doit, par une note de calcul, communiquer à son mandant la formation de ce prix.

Cette position a conduit au fil du temps à une certaine difficulté dans le rôle de cette société.

Comme le souligne KPMG (p.28/82 de son étude sur la stratégie de commercialisation), « les opérateurs pétroliers ont intérêt à obtenir un prix fiscal relativement bas, puisque leurs coûts sont remboursables avec des barils valorisés au prix fiscal. En sens inverse, la République a intérêt à obtenir un prix fiscal relativement haut de façon à maximiser le Profit Oil sur lequel elle perçoit un pourcentage et des impôts ».

Dans un tel schéma il est difficile pour la SNPC qui d'une part se doit de soutenir l'Etat dont elle n'est qu'une émanation mais qui, en même temps, doit préserver ses propres intérêts pour assurer ses équilibres financiers, de définir facilement une stratégie.

Le Conciliateur recommande en conséquence que l'Etat redéfinisse le rôle de cette société afin de faciliter la tâche de ses dirigeants.

Enfin, il est à noter que rien dans le système actuel ne conduit la définir une stratégie constante. Il pourrait être utile d'étudier un système d'intéressement des cadres fondé sur une pondération de différents critères (négociation des prix, vitesse de reversement des fonds à l'Etat) afin d'assurer l'Etat que la société et ses responsables soient sensibilisés au sens de leur action.