

REPUBLIQUE DU CAMEROUN

Ministère de l'Economie et des Finances

Comité de Suivi et de Mise en Oeuvre de l'Initiative de
Transparence dans les Industries Extractives (ITIE) au
Cameroun

Conciliation des chiffres et des volumes dans le cadre de l'Initiative
de Transparence dans les Industries Extractives (ITIE) au
Cameroun pour l'année 2005

Rapport de mission short form

Mars 2007



SOMMAIRE

	PAGES
1 Contexte général de la mission	5
2 Nature et étendue des travaux du conciliateur	6
2.1 Nature des travaux	6
2.2 Ressource considérée pour l'ITIE	6
2.3 Revenus considérés pour l'ITIE	7
2.4 Production prise en compte pour l'ITIE	7
2.5 Compagnies pétrolières prises en compte pour l'ITIE	7
2.6 Période couverte par l'étude	8
2.7 Base de comptabilisation des revenus	8
3 Responsabilités des parties et limitations au champ de la mission	9
3.1 Responsabilités des parties déclarantes	9
3.2 Responsabilités du conciliateur	9
3.3 Limitations au champ de la mission	10
4 Présentation succincte du secteur pétrolier camerounais	10
4.1 Réserves nationales en hydrocarbures	11
4.1.1 Gaz	11
4.1.2 Pétrole	11
4.2 Description des activités de recherche et d'exploitation	11
4.2.1 L'exploration	11
4.2.2 L'exploitation	12
4.2.3 Commercialisation du pétrole brut	12
5 Cadre juridique, contractuel et fiscal des activités d'exploration et de production pétrolières	14
5.1 Le cadre juridique	14
5.2 Le cadre contractuel des activités d'exploration et de production	14
5.3 Bref aperçu de la fiscalité applicable aux activités d'exploration et de production pétrolières	16
5.3.1 Cadre légal de la fiscalité pétrolière avant l'adoption du Code Pétrolier	16

5.3.2	Dispositions fiscales spécifiques résultant des conventions d'établissement	16
6	Circulation des flux financiers et principes d'enregistrement des revenus pétroliers entre la SNH et le Trésor Public	17
6.1	Circulation des flux financiers se rapportant aux activités pétrolières amont	17
6.2	Principes de comptabilisation des revenus pétroliers entre la SNH et le Trésor Public	17
7	Synthèse de la méthodologie mise en œuvre pour la collecte et la conciliation des données	20
7.1	Collecte et conciliation des données	20
7.2	Devise retenue pour la conciliation des flux financiers	20
8	PRESENTATION DES RESULTATS DU RAPPROCHEMENT	21
8.1	Rapprochement des flux financiers	22
8.1.1	Rapprochement des données financières déclarées versées par les compagnies pétrolières et les flux financiers déclarés reçus par l'Etat et ses démembrements	22
8.1.2	Tableaux récapitulatifs des écarts entre la SNH et le Trésor Public	23
8.1.3	Tableau récapitulatif des écarts sur l'impôt sur les sociétés déclaré par la Direction Générale des Impôts et par le Trésor Public	24
8.2	Données physiques agrégées	25
8.2.1	Production totale	25
8.2.2	Variation de la production totale au cours de la période	25
8.2.3	Rapprochement entre la SNH et les compagnies pétrolières	27
8.2.4	Tableau récapitulatif des volumes entre la Société Nationale de Raffinage (SONARA) et la Société Nationale des Hydrocarbures (SNH)	28
8.2.5	Rapprochement des données de la SNH avec les états financiers certifiés	28
	Production (Production totale)	28
	Enlèvements (SNH uniquement)	28
9	COMMENTAIRES DU CONCILIATEUR	29

**MINEFI - Comité de
Suivi de l'ITIE**

*Rapport au public sur
la conciliation des
chiffres et des volumes
2005*

10	Annexe	30
10.1	Définitions comptables et financières	30

Comité de Suivi et de mise en œuvre de l'Initiative de Transparence dans les Industries Extractives au Cameroun

En exécution de la mission de conciliation des chiffres et des volumes dans le cadre de l'Initiative de Transparence dans les Industries Extractives au Cameroun pour les années 2001 à 2004 et 2005 qui nous a été confiée par le contrat n°6/C/MINEFI/SG/C/EITI/ST et l'ordre de service n°000039/OS/MINEFI/SG/C/ST du 27 juillet 2006, nous vous présentons ci-joint notre compte rendu détaillé de la mission.

1 Contexte général de la mission

L'Initiative de Transparence dans les Industries Extractives (ITIE) vise à améliorer la gouvernance et la transparence dans la gestion des revenus issus du secteur extractif et maximiser les effets positifs dudit secteur sur la croissance afin de relever le niveau de vie de ses populations. L'ITIE s'appuie sur la conviction partagée que l'usage prudent des richesses en ressources naturelles peut potentiellement servir de fondement à la croissance et au développement économique durable.

Depuis le lancement de l'ITIE, plusieurs pays se sont appropriés cet engagement du respect de la transparence et de l'obligation de rendre des comptes dans la vie publique.

La République du Cameroun a adhéré à cette initiative en mars 2005 et a mis en place :

- un Comité de Suivi et de mise en œuvre des principes d'ITIE créé par décret N°2005/2176/PM du 16 Juin 2005 auprès du Ministre de l'Economie et des Finances ; il est l'organe de décision et d'orientation de l'ITIE ;

- un Secrétariat Technique du Comité de Suivi et de mise en œuvre des principes de l'ITIE créé par décision N°002328/MINEFI/CAB du 15 septembre 2005, il est l'organe de coordination du Comité de Suivi.

Ces deux structures qui comprennent les représentants du secteur public et parapublic, du secteur privé et de la société civile, ont adopté un plan d'actions. La collecte et la réconciliation des données relatives aux chiffres et aux volumes constituent l'une des tâches majeures à entreprendre dans le cadre de ce plan d'actions.

Pour l'assister dans cette tâche, le Comité de Suivi a retenu le Consortium MAZARS CAMEROUN/HART GROUP pour la réalisation de la réconciliation des données pour l'année 2005.

Les termes de référence de la mission ont prévu que le Consortium soumette au Comité de Suivi ITIE, un rapport destiné au public en fin de mission comportant d'une part la synthèse des commentaires du conciliateur sur l'étendue de la mission, et d'autre part la synthèse des résultats de la conciliation des données entre les compagnies pétrolières et l'Etat y compris ses démembrements. C'est l'objet du présent rapport.

2 Nature et étendue des travaux du conciliateur

2.1 Nature des travaux

La mission porte sur la réalisation d'une conciliation des données (chiffres et volumes) des entreprises pétrolières et de l'État Camerounais pour le compte du Comité de Suivi de l'Initiative de Transparence dans les Industries Extractives au Cameroun.

2.2 Ressource considérée pour l'ITIE

Le plan d'action de mise en œuvre de l'ITIE au Cameroun ainsi que les termes de référence de la mission ont circonscrit le champ de l'étude au secteur des activités pétrolières. C'est la seule ressource du sous-sol exploitée de façon moderne.

2.3 Revenus considérés pour l'ITIE

La sélection des revenus de l'industrie pétrolière considérés pour l'ITIE pour l'année 2005 relève de la seule responsabilité du Comité de Suivi.

Les définitions comptables et financières de ces revenus relèvent elles aussi de la seule responsabilité du Comité de Suivi. Ces définitions ont été établies sur la base des conventions d'établissement, les contrats d'association ainsi que les accords comptables y annexés.

Les revenus considérés pour l'ITIE portent essentiellement sur :

- la redevance minière proportionnelle,
- les droits fixes,
- les redevances superficielles,
- les bonus de signature,
- les bonus de production,
- les dividendes des compagnies pétrolières,
- l'impôt sur le bénéfice de ces sociétés.

Par ailleurs, l'étude ne concerne pas les engagements financiers. Seuls les flux de trésorerie (encaissements et décaissements réels) ont été compilés conformément aux recommandations du Livre Source de l'ITIE.

2.4 Production prise en compte pour l'ITIE

Toute la production de brut a été considérée pour l'ITIE. Les définitions standard de production ont été adoptées par le comité de suivi de l'ITIE.

Le gaz associé n'est pas pris en compte dans le cadre de cette étude.

2.5 Compagnies pétrolières prises en compte pour l'ITIE

L'identification des compagnies pétrolières prises en compte pour l'ITIE relève de la seule responsabilité du Comité de Suivi. Les compagnies pétrolières prises en compte pour l'ITIE se limitent aux seules sociétés d'exploration et de production.

Les compagnies pétrolières prises en compte pour la réconciliation des données dans le cadre de l'ITIE pour l'année 2005 sont les suivantes :

- Total Exploration & Production (E & P) Cameroun ;
- Pecten Cameroun ;
- Perenco Cameroun ;
- Exxon Mobil Cameroun ;
- SNH Fonctionnement ;
- Euroil Ltd ;
- Addax Petroleum ;
- Noble ;
- Turnberry Ressources INC ;
- Tullow Cameroon LTD ;
- Sterling Cameroon LTD ;
- RSM Production Corporation ;
- Société Nationale de Raffinage (SONARA).

2.6 Période couverte par l'étude

La période couverte par cette étude concerne l'exercice 2005.

2.7 Base de comptabilisation des revenus

Les normes comptables internationales exigent la tenue d'une comptabilité d'exercice ou comptabilité d'engagement.

Conformément aux recommandations du Livre source ITIE, les revenus sont comptabilisés sur une base d'encaissement, c'est-à-dire ce qui est effectivement versé durant l'année. Ceci suit la logique de la comptabilité publique pratiquée par le Gouvernement du Cameroun.

3 Responsabilités des parties et limitations au champ de la mission

3.1 Responsabilités des parties déclarantes

Les déclarations de ces données ont été préparées sous la responsabilité respective de l'Etat et ses démembrements et des compagnies pétrolières. La qualité des informations aussi bien que leur disponibilité dans les délais prévus dépendent des parties déclarantes.

Il ne nous appartient pas de vérifier l'exhaustivité des sources de revenus considérées et des compagnies pétrolières prises en compte dans le référentiel.

3.2 Responsabilités du conciliateur

Il nous appartient de :

- vérifier que les définitions des revenus considérés pour l'ITIE sont cohérentes avec celles décrites dans le Livre Source de l'ITIE et avec celles généralement acceptées dans l'industrie pétrolière internationale (cohérence du référentiel).
- vérifier la correcte appréhension des définitions par les compagnies pétrolières et par l'Etat, dans le renseignement de leurs déclarations (compréhension partagée du référentiel).
- de récupérer et compiler les données des flux de revenus déclarés perçus par l'Etat, d'une part, et les flux de revenus déclarés versés par les compagnies pétrolières, d'autre part, sur la base du référentiel défini ci-dessus ;

Notre intervention ne constitue ni un audit, ni un examen limité des revenus pétroliers. L'audit et la certification des données transmises n'entrent pas dans le périmètre de nos travaux.

De même, notre intervention n'a pas pour objet de déceler des erreurs, des actes illégaux ou d'autres irrégularités ni de vérifier l'exhaustivité des sources de revenus des compagnies pétrolières et l'Etat y compris ses démembrements.

Nous devons présenter, sous une forme agrégée mais individualisée par types de recettes de l'Etat ou paiements par les sociétés, le résultat de la compilation des flux de revenus déclarés versés par les compagnies pétrolières et des flux de revenus encaissés par l'Etat.

3.3 Limitations au champ de la mission

Comme rappelé au point 3.2 ci-dessus, notre intervention ne constitue ni un audit, ni un examen limité des revenus pétroliers. Toutefois, pour la vérification de la qualité des informations fournies, nous avons, lorsque cela était possible, rapproché les informations fournies dans les formulaires des réponses détaillant les flux financiers déclarés versés par les compagnies pétrolières et les flux financiers déclarés perçus par la SNH avec les données contenues dans les rapports financiers audités et certifiés.

Seuls les montants correspondant à l'impôt sur les sociétés, à la valeur des enlèvements de l'Etat et à la production de la SNH ont pu être rapprochés avec les Déclarations Statistiques et Fiscales, et les rapports sur les états financiers audités de la période d'étude.

Toutefois, le système comptable recommandé par les principes ITIE étant la comptabilité de caisse, nous avons obtenu toutes les pièces justificatives (quittances, copies de chèque, ordres de virement, avis d'opérations bancaires...) des paiements effectués par les compagnies pétrolières et avons sur cette base vérifié la réalité des informations déclarées par ces dernières.

4 Présentation succincte du secteur pétrolier camerounais

L'exploration pétrolière a véritablement commencé au Cameroun en 1947. Le premier permis de recherche pour les hydrocarbures est octroyé le 16 avril 1952 dans le bassin de Douala à la société Serepca devenue Elf Serepca en 1958.

Le Cameroun devient effectivement producteur de pétrole en 1977. De 1980 à 1986, le pays connaît sa période la plus active en matière d'exploration/production, avec une production record de 182.000 barils/jour.

Après cette date, le volume des activités d'exploration baisse en raison de la profonde crise pétrolière internationale, entraînant un déclin progressif de la production nationale de pétrole brut de l'ordre de 3% par an en moyenne entre 1986 et 1990.

Depuis décembre 1999, un nouveau code pétrolier est entré en vigueur. Il devrait permettre aux compagnies d'investir davantage dans la recherche pour soutenir la production, notamment dans les zones en offshore profond du bassin de Douala/Kribi-Campo et dans le bassin de Logone Birni.

4.1 Réserves nationales en hydrocarbures

4.1.1 Gaz

Les réserves camerounaises de gaz sont de deux types : gaz « associé » résultant de la production du pétrole brut, et gaz « non associé ». Les réserves prouvées de gaz naturel du pays sont d'environ 157 milliards de m³ pour un potentiel de 270 à 300 milliards de m³.

Toute la production actuelle concerne le gaz « associé » dont une grande partie est brûlée chaque année (3 millions de m³) alors qu'une autre partie est utilisée pour le gas-lift et pour la consommation au niveau des plateformes offshore (*Source : Trimestriel d'informations de la SNH, N°19, décembre 2005*).

4.1.2 Pétrole

Après les premières découvertes, les réserves prouvées de pétrole se sont accrues rapidement et ont atteint le niveau de plus de 1000 millions de barils. Depuis le ralentissement de la recherche observé en 1983, et avec la production rapide des gisements mis en développement, les réserves prouvées restantes ont commencé un déclin important.

La cadence de production du pétrole brut dans les bassins camerounais a poursuivi sa tendance baissière au cours de 2004. La production est ainsi passée de 36 millions de barils (bbl) en 2003, à 33 millions de barils à la clôture de l'exercice 2004. Malgré des découvertes de nouveaux gisements annoncées par TOTAL E&P et PECTEN, la politique active de promotion des bassins camerounais ne s'est pas encore, pour l'instant, traduite par un inversement de la tendance baissière de la production nationale (*Source : rapport général du Commissaires aux comptes sur les comptes de la SNH dans le cadre du mandat de l'Etat, exercices clos le 31 décembre 2004*). Cependant, une remontée de la production serait prévue en 2006 grâce aux efforts redoublés de forage.

4.2 Description des activités de recherche et d'exploitation

4.2.1 L'exploration

Cette activité consiste à étudier le sous-sol afin de déterminer s'il renferme des hydrocarbures. Pour se faire, les compagnies pétrolières sollicitent auprès des autorités camerounaises, un Permis de recherche pour effectuer la recherche des

pièges pétroliers (acquisitions sismiques, forage d'exploration) et apprécier les gisements en cas de découverte (forage d'appréciation).

4.2.2 L'exploitation

Cette activité consiste à mettre en production un gisement d'hydrocarbures. Elle comprend les phases de développement et de production.

La phase de développement consiste à mettre en place les infrastructures nécessaires pour l'extraction, le traitement et l'acheminement vers le point de stockage des hydrocarbures produits. En général, ces infrastructures sont les puits, les plates formes de forage et de traitement, les conduites sous marines et les tankers de stockage.

La phase de production consiste à assurer l'extraction et le stockage du brut après l'avoir traité (extraction des impuretés pour atteindre les normes requises).

4.2.3 Commercialisation du pétrole brut

La SNH, dans le cadre du mandat qui lui a été accordé par l'Etat du Cameroun, intervient dans la vente et l'achat de pétrole brut sur les marchés internationaux.

Quatre types de pétrole brut sont actuellement produits dans les bassins camerounais, les volumes journaliers produits s'élèvent à environ 90 000 barils répartis comme suit :

Types de Brut	Production journalière	Température	Terminal d'exportation
KOLE	60 000 barils	32° API	SEREPCA
LOKELE	20 000 barils	22° API	MOUDI
EBOME	9 000 barils	34° API	EBOME
MOUDI	700 barils	38° API	MOUDI
Total	89 700 barils		

Source : Entretien avec le Directeur Commercial de la SNH

La part de la production nationale de pétrole brut revenant à l'Etat du Cameroun est commercialisée par la SNH par cargaisons de :

- 800.000 barils pour le Kolé,
- 500.000 barils pour le Lokélé,

- 400.000 barils pour l'Ebomè, et
- 100.000 barils pour le Moudi.

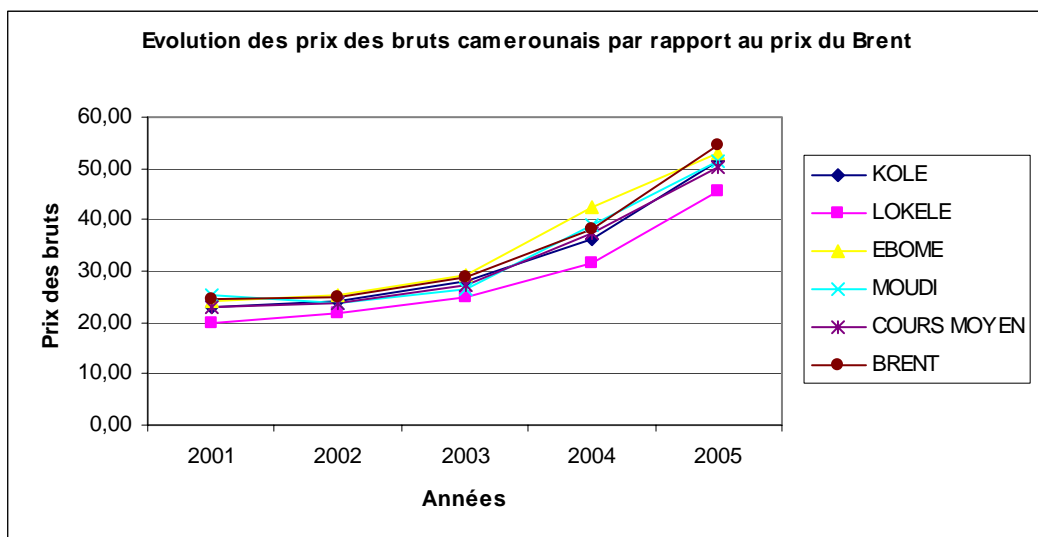
Les principaux partenaires commerciaux de la SNH sont : Addax BV, Omisa Ressources Ltd, Elf Trading, Petrodiamond (filiale Mitsubishi Corporation), Vitol, Stag Energy Ltd, Trafigura, Taurus Petroleum Glencore, CFDI, SONARA, TRADEX, SCDP.

Le cours officiel de vente de pétrole brut qui est utilisé pour la valorisation des volumes est déterminé au sein d'une commission paritaire regroupant la SNH et les compagnies pétrolières. Un différentiel est déterminé pour chaque type de brut et prend en compte les prix de ventes pratiqués par chaque opérateur (cours officiel = moyenne du cours du BRENT + Différentiel). Ces cours officiels sont ensuite transmis à la Présidence de la République pour leur promulgation. Chaque partie définit indépendamment le prix de vente de sa production de brut.

L'évolution des cours officiels des différents types de pétrole brut vendus par l'Etat du Cameroun se présente comme suit sur l'ensemble de la période d'étude :

En USD par baril	<u>Cours moyen</u>	<u>2001</u>	<u>2002</u>	<u>2003</u>	<u>2004</u>	<u>2005</u>
KOLE	27,83	22,81	24,11	28,25	36,15	51,35
LOKELE	24,49	20,03	21,66	24,79	31,46	45,61
EBOME	30,29	24,21	25,32	29,04	42,59	52,85
MOUDI	28,59	25,16	23,86	26,39	38,94	51,60
COURS MOYEN	27,80	23,05	23,74	27,12	37,29	50,35
BRENT	29,12	24,46	24,98	28,84	38,22	54,38

Graphiquement cette évolution se présente comme suit :



5 Cadre juridique, contractuel et fiscal des activités d'exploration et de production pétrolières

5.1 Le cadre juridique

Depuis 1964, la législation pétrolière a été modifiée ou révisée à plusieurs reprises. La loi n°99-013 du 22 décembre 1999 portant Code pétrolier a abrogé tous les textes antérieurs sauf la loi n°78-14 du 29 décembre 1978 qui fixe les obligations aux sociétés minières de conclure un Accord d'Association avec l'Etat.

5.2 Le cadre contractuel des activités d'exploration et de production

Au Cameroun, les activités de recherche et d'exploitation sont régies par deux régimes :

- le régime de Rente Minière Garantie régi par des Conventions d'Etablissement ;
- le nouveau Code pétrolier.

Plusieurs contrats ont été déjà signés dans le cadre de ce Nouveau Code Pétrolier mais à ce jour, seules les activités de recherche sont réalisées dans ce cadre. Toutes les activités d'exploitation sont régies par l'ancien cadre contractuel à savoir les contrats de concession.

Actuellement, les deux (2) régimes coexistent dans la pratique. Le tableau ci-après illustre les différentes notions selon le régime :

	Ancien régime	Régime du nouveau Code pétrolier
Titres miniers	Permis de recherche/exploration (PH) Concession minière	Autorisation d'exploration associée ou non Autorisation d'exploitation
Régime contractuel	Convention d'Etablissement Accord/contrat d'association	Contrat de concession Contrat de partage de production

5.2.1.1 Exemple de calcul de la rente minière (cas classique)

Le calcul de la rente minière est effectué en quatre phases :

■ Phase 1 : Calcul de la rente brute

Le Chiffre d'Affaires (CA) et les coûts techniques sont répartis selon les conditions contractuelles. On obtient alors une répartition brute de la rente comme ci-dessous :

Eléments	Associés	Etat	Total
Chiffres d'affaires	30 30%	70 70%	100
Coûts techniques	(15) 50%	(15) 50%	30
Rente brute	15	55	70

■ Phase 2 : Calcul de la rente nette

Il s'agit au cours de cette phase de déterminer la rente nette des associés (ici 13%) comme ci-dessous :

Rente brute total	70
Part des associés	13% x 70 = 9,1

■ Phase 3 : Calcul de l'impôt et du résultat avant impôt

Il y a lieu ensuite de calculer l'impôt et le résultat avant impôt de sorte que le résultat après impôt soit égal à la rente nette comme ci-dessous :

Calcul du résultat avant impôt (IS pétrolier)	$9,1 / (1 - 57,5\%) = 21,41$
Calcul de l'impôt sur les sociétés (IS pétrolier)	$21,41 \times 57,5\% = 12,31$

■ Phase 4 : Calcul de la redevance par différence

La redevance minière proportionnelle est déterminée par différence entre la rente brute et le résultat avant impôt comme ci-dessous :

Eléments	Associés
Rente brute	15
Resultat avant impot	21,41
Redevance (redevance négative)	(6,41)

5.3 Bref aperçu de la fiscalité applicable aux activités d'exploration et de production pétrolières

Au cours de la période d'étude, le cadre légal régissant la fiscalité des opérations pétrolières aurait dû être constitué uniquement des dispositions fixées par la loi n° 99/013 du 22 décembre 1999 portant Code Pétrolier et les textes réglementaires pris pour son application.

Or, l'article 118 de ladite loi 99/013 prévoit que « la loi est applicable aux contrats pétroliers qui seront signés à compter de sa promulgation » ... « Les titulaires de conventions d'établissement et de contrats d'association en vigueur à la date de promulgation du présent code restent soumis aux dispositions contenues dans lesdits contrats et conventions, telles qu'elles peuvent être modifiées ultérieurement par les parties pendant toute la durée desdits contrats et conventions. »

Or la fiscalité pétrolière de ces conventions d'établissement des sociétés qui nous intéressent est soumise aux dispositions fiscales des lois en vigueur avant l'adoption du Code Pétrolier, notamment aux dispositions de la loi n° 64/LF/4 du 6 avril 1964 fixant les modalités, les taux et modes de recouvrement des droits fixes, redevances et taxes minières et de la loi n°78/24 du 29 décembre 1978 fixant également les modalités, les taux et modes de recouvrement des droits fixes, redevances et taxes minières.

5.3.1 Cadre légal de la fiscalité pétrolière avant l'adoption du Code Pétrolier

Avant l'adoption du Code Pétrolier en 1999, deux textes fixaient les dispositions fiscales spécifiques auxquelles étaient soumises les entreprises opérant dans le secteur des hydrocarbures ; il s'agit des lois n°64/LF/4 du 6 avril 1964 et n°78/24 du 29 décembre 1978, toutes fixant les modalités, les taux et modes de recouvrement des droits fixes, redevances et taxes minières.

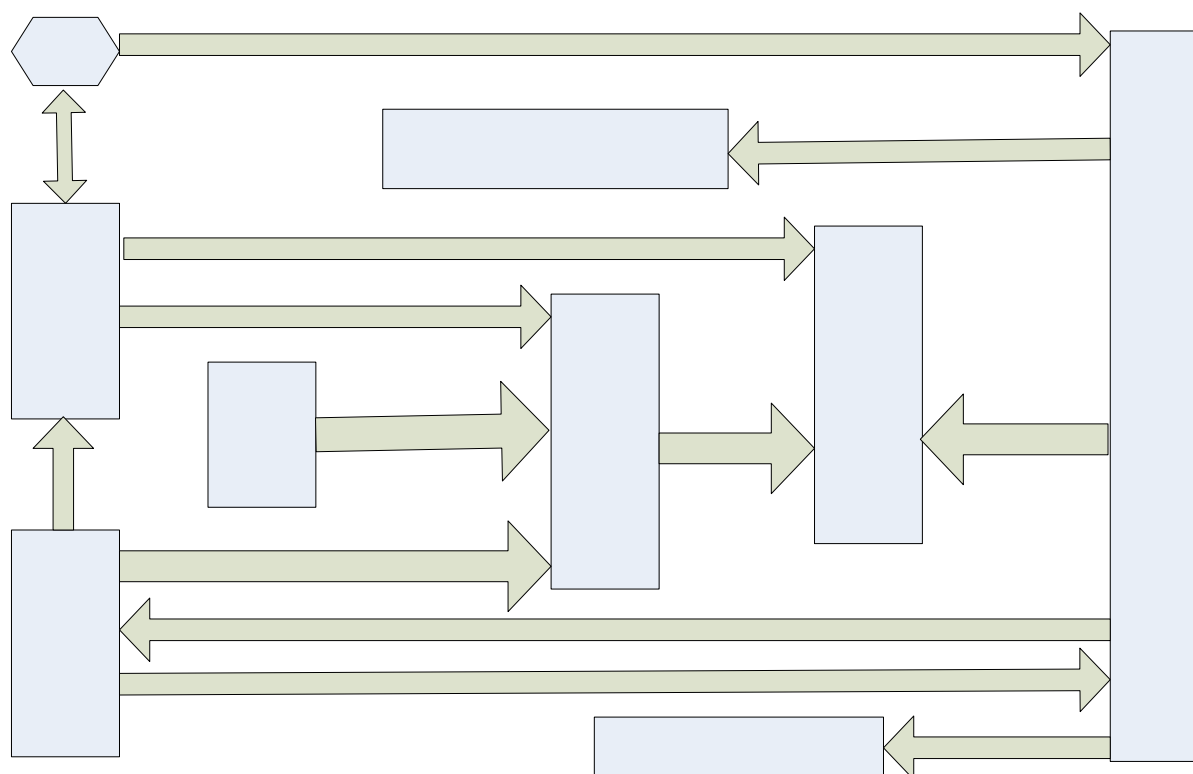
5.3.2 Dispositions fiscales spécifiques résultant des conventions d'établissement

Des conventions d'établissement existent entre l'Etat et les compagnies pétrolières couvertes par l'étude, les dispositions fiscales spécifiques à ces conventions ont été adoptées en application des lois n°64/LF/4 du 6 avril 1964 et n°78/24 du 29 décembre 1978, fixant les modalités, les taux et modes de recouvrement des droits fixes, redevances et taxes minières.

6 Circulation des flux financiers et principes d'enregistrement des revenus pétroliers entre la SNH et le Trésor Public

6.1 Circulation des flux financiers se rapportant aux activités pétrolières amont

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



6.2 Principes de comptabilisation des revenus pétroliers entre la SNH et le Trésor Public

La Société Nationale des Hydrocarbures (SNH) gère les intérêts du Gouvernement au titre du mandat que l'Etat du Cameroun lui a confié dans le cadre des opérations de production et d'exploitation pétrolières. Elle assure les

opérations commerciales, mobilières et immobilières se rattachant directement ou indirectement à son objet social.

Les opérations commerciales concernent essentiellement la vente et l'achat de pétrole brut sur les marchés internationaux. Les revenus tirés de la vente sont ensuite transférés au Trésor Public pour contribuer au financement du budget de l'Etat.

Les transferts sont effectués mensuellement sur la base des prévisions établies et contenues dans le Tableau des Opérations Pétrolières et l'Etat (TOPE).

Le TOPE a été conçu par le Gouvernement du Cameroun et validé par le Fonds Monétaire International (FMI).

Le TOPE fait apparaître les rubriques ci-dessous :

- Production

On distingue la production totale et la production vendue.

- la production totale du pétrole est répartie entre la SNH et ses associés selon la nature du brut ;
- la production vendue est également répartie entre la SNH et ses associés.

- Recettes

- La production vendue en valeur est obtenue en multipliant les volumes par le cours moyen du Brent (huile de référence sur le marché international) de la période et le cours moyen du dollar US. Du fait de la qualité du pétrole brut camerounais par rapport au Brent, une décote est appliquée lors de la vente sur le marché international ;
- Le chiffre d'affaires est déterminé en multipliant la production vendue, le cours officiel et le taux moyen du dollar US ;
- Le cours officiel sert à valoriser tous les bruts vendus par la SNH et les compagnies pétrolières. Ce cours est arrêté à l'issue d'une réunion paritaire trimestrielle entre la SNH et les compagnies pétrolières.

- Dépenses

- La production pétrolière génère les dépenses suivantes :

- ✓ les dépenses associatives. Elles sont constituées essentiellement des appels de fonds et du service de la dette et sont facturées par les opérateurs.

Les dépenses associatives sont arrêtées sur la base d'un budget trimestriel à travers un planning de travaux arrêté par le Comité Technique. A la fin de la période, les opérateurs arrêtent un solde facture qui est la différence entre les dépenses effectives et les dépenses budgétisées y compris les appels de fonds, la redevance et le service de la dette ;

- ✓ Les autres dépenses : elles sont effectuées par la SNH et concernent les assurances offshore, le coût du suivi des ingénieurs de la SNH, la quote-part des dépenses du pipeline et les dépenses de remise en état des sites pour tenir compte de l'environnement durable.

- Solde transférable

- Le TOPE permet de déterminer le solde transférable qui est la différence entre les recettes et les dépenses. Le solde transférable est prévisionnel ; il est déterminé trimestriellement.

Le solde transférable concerne les transferts au Trésor Public au titre de la contribution au budget de l'Etat via la Banque des Etats de l'Afrique Centrale (BEAC) et les autres prélèvements effectués sur instruction de la haute hiérarchie de la SNH.

Le solde définitif est déterminé à la fin du mois qui suit chaque trimestre sur la base des réalisations définitives arrêtées par la commission paritaire.

7 Synthèse de la méthodologie mise en œuvre pour la collecte et la conciliation des données

7.1 Collecte et conciliation des données

Nous avons visité les compagnies pétrolières et les administrations concernées et avons recueilli les informations nécessaires à la compréhension du secteur. Nous avons ensuite proposé des définitions comptables et financières des revenus considérés et conçu des formulaires de réponse détaillant les flux financiers et physiques déclarés versés par les compagnies pétrolières à l'Etat et ses démembrements.

Les données recueillies par les consultants ont été vérifiées puis réconciliées.

7.2 Devise retenue pour la conciliation des flux financiers

Toutes les déclarations des compagnies pétrolières ont été effectuées en dollar américain (US\$) et en francs CFA. Par contre, certaines déclarations des démembrements de l'Etat (Trésor Public, SNH) ont été effectuées uniquement en francs CFA. Cependant, les termes de référence ont prévu la possibilité pour le conciliateur d'utiliser le franc CFA ou le Dollar américain comme devise de conciliation. Le dollar américain (US\$) a été choisi par le conciliateur dans le cadre de l'étude. La principale raison du choix de l'US\$ comme devise de déclaration et de conciliation des données tient au fait que le livre source ITIE recommande le dollar US\$ comme devise de déclaration de tous les avantages dérivés en liquide, en plus, le pétrole brut est négocié sur les marchés internationaux en ayant un prix coté libellé en US\$.

Aussi, les cours ci-dessous communiqués par la SNH ont été utilisés par le conciliateur dans le cadre de l'étude :

US\$	2000/2001	2001/2002	2002	2003	2004	2005
Cours USD/FCFA	708,001	731,04	660,771	581,662	527,327	529,301

8 PRESENTATION DES RESULTATS DU RAPPROCHEMENT

La présentation du rapprochement entre les données de l'Etat et des compagnies pétrolières est réalisée sur une base agrégée et individualisée pour chacun des revenus considérés pour l'ITIE pour l'année 2005.

Sur le volet financier, quatre niveaux de rapprochements ont été effectués. Ces conciliations se déclinent en :

- Rapprochement entre les compagnies pétrolières et l'Etat y compris ses démembrements ;
- Rapprochement entre la SNH et la Direction Générale du Trésor (DGT) ;
- Rapprochement entre la Direction Générale des Impôts (DGI) et la DGT ;
- Rapprochement entre la DGI et la Sous Direction des Hydrocarbures.

Sur le plan volumétrique, trois niveaux de rapprochements ont été effectués à savoir :

- Rapprochement entre les compagnies et la SNH ;
- Rapprochement entre les données de la SNH et les états financiers certifiés ;
- Reconstitution des volumes de l'ensemble des parties concernées.

8.1 Rapprochement des flux financiers

8.1.1 Rapprochement des données financières déclarées versées par les compagnies pétrolières et les flux financiers déclarés reçus par l'Etat et ses démembrements

En milliers USD

Intitulé	2005
<u>Impôt sur les Sociétés</u>	
Compagnies pétrolières	145 312,57
Etat	143 923,55
Ecart	1 389,01
<u>Droits Fixes</u>	
Compagnies pétrolières	1 444,32
Etat	1 450,97
Ecart	-6,65
<u>Redevance Minière Proportionnelle</u>	
Compagnies pétrolières	15 307,08
Etat	15 287,08
Ecart	20,00
<u>Redevance Proportionnelle à la production</u>	
Compagnies pétrolières	0,00
Etat	0,00
Ecart	0,00
<u>Redevance Superficiare</u>	
Compagnies pétrolières	398,71
Etat	430,24
Ecart	-31,53
<u>Bonus de Signature</u>	
Compagnies pétrolières	2 000,00
Etat	2 000,00
Ecart	0,00
<u>Bonus de Production</u>	
Compagnies pétrolières	0,00
Etat	0,00
Ecart	
<u>Dividendes payés à la SNH</u>	
Compagnies pétrolières	40 391,70
Etat	40 391,70
Ecart	0,00
<u>TOTAL</u>	
Compagnies pétrolières	204 854,38
Etat	203 483,54
Ecart	1 370,84

La différence entre les compagnies pétrolières et l'Etat et ses démembrements s'élève de manière globale à KUSD 1 370,84 et est principalement due à l'écart sur Impôt sur les sociétés qui est de KUSD 1 389, 01.

8.1.2 Tableaux récapitulatifs des écarts entre la SNH et le Trésor Public

8.1.2.1 Tableau récapitulatif des écarts sur transferts déclarés effectués par la SNH au Trésor Public au titre de la contribution au budget de l'Etat et les montants déclarés par le Trésor Public

En milliers de USD

DECLARATION TRESOR PUBLIC	<u>2005</u>
TOTAL (1)	579 539,81
DECLARATION SNH	<u>2005</u>
TOTAL (2)	579 539,81
ECART	<u>2005</u>
Ecart Global (1) - (2)	0,00

8.1.2.2 Tableau récapitulatif des écarts sur transferts déclarés effectués par la SNH au titre des interventions directes et montants déclarés par le Trésor Public

En milliers de USD

DECLARATION TRESOR PUBLIC	<u>2005</u>
TOTAL (1)	115 716,77
DECLARATION SNH	<u>2005</u>
TOTAL (2)	125 338,36
ECART	<u>2005</u>
Ecart Global (1) - (2)	-9 621,60

8.1.3 Tableau récapitulatif des écarts sur l'impôt sur les sociétés déclaré par la Direction Générale des Impôts et par le Trésor Public

En milliers de USD

DECLARATION TRESOR PUBLIC	<u>2005</u>
TOTAL (1)	134 517,03

DECLARATION DGI	<u>2005</u>
TOTAL (2)	143 923,55

ECART	<u>2005</u>
Ecart Global (1) - (2)	-9 406,52

8.1.3.1 Tableau récapitulatif des écarts entre la Direction Générale des Impôts et la Direction des hydrocarbures

8.1.3.1.1 Tableau récapitulatif des écarts sur redevance superficielle déclarée par la Direction Générale des Impôts et la Direction des Hydrocarbures

En milliers de USD

DECLARATIONS DGI	<u>2005</u>
TOTAL (1)	430, 24

DECLARATIONS MINES	<u>2005</u>
TOTAL (2)	430, 24

ECART PAR COMPAGNIES	<u>2005</u>
Ecart Global (1) - (2)	0,00

8.1.3.1.2 Tableau récapitulatif des écarts sur droits fixes déclarés par la Direction Générale des Impôts et la Déclaration des Hydrocarbures

En milliers de USD

DECLARATIONS DGI	<u>2005</u>
TOTAL (1)	1 450, 97

DECLARATIONS MINES	<u>2005</u>
TOTAL (2)	1 450, 97

Ecart Global (1) - (2)	0,00
------------------------	------

8.2 Données physiques agrégées

8.2.1 Production totale

Les volumes déclarés montrent une production totale de 30,1 millions de barils en 2005 contre 39,4 millions de barils en 2001.

En millions de barils

	<u>2005</u>
Production Totale	30,083

Les parts de l'Etat, représenté par la SNH, ont connu une légère baisse et représentent environ 63% de la production totale en 2005. Ces parts représentaient environ 65% de la production en 2001.

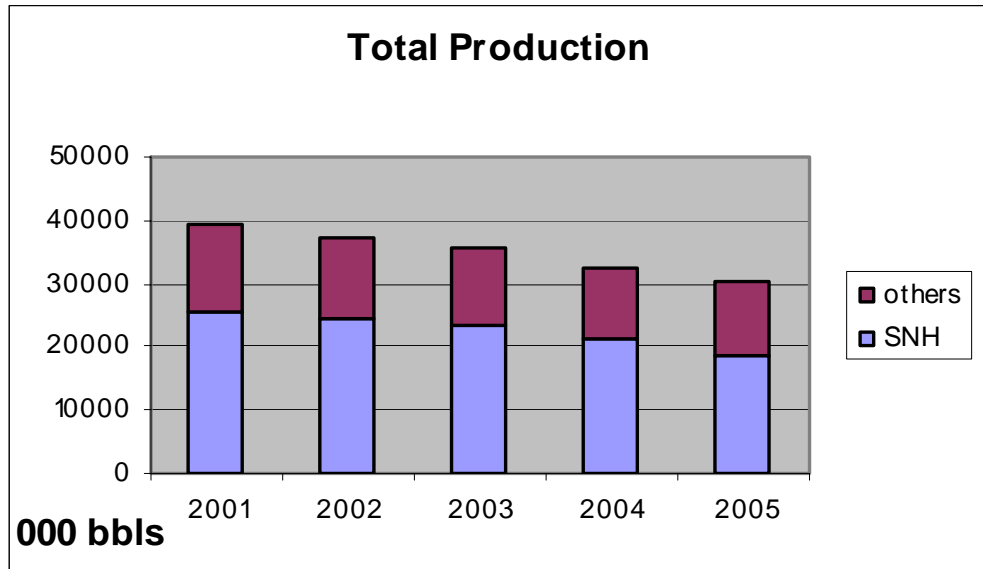
8.2.2 Variation de la production totale au cours de la période

Les mouvements de la production globale se présentent comme suit sur la période d'étude :

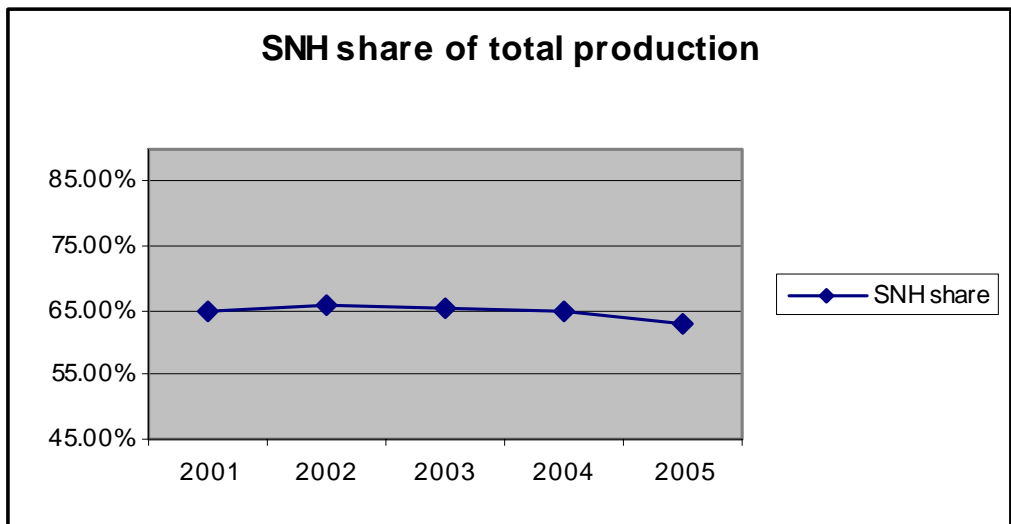
En milliers de barils

	<u>2005</u>
Stock d'ouverture	667
Production	30,083
Enlèvements	29,591
Arrondis	0.0
Stock de clôture	1,159

La représentation graphique de la production totale est la suivante :



L'évolution de la quote part SNH de la production totale est la suivante :



8.2.3 Rapprochement entre la SNH et les compagnies pétrolières

8.2.3.1 Production

En milliers de barils		2005
DECLARATION DE LA SNH		
SEREPCA		13 492
MOUDI		5 539
EBOME		553
TOTAL (1)		19 583
DECLARATION COMPAGNIES		
SEREPCA		13 492
MOUDI		5 539
EBOME		553
TOTAL (2)		19 583
ECART PAR TERMINAL		
SEREPCA		0
MOUDI		0
EBOME		0
ECART GLOBAL (1) – (2)		0

8.2.3.2 Enlèvements

En milliers de barils		2005
DECLARATION DE LA SNH		
SEREPCA		12 957
MOUDI		5 069
EBOME		384
TOTAL (1)		18 410
DECLARATION COMPAGNIES		
SEREPCA		12 957
MOUDI		4 969
EBOME		558
TOTAL (2)		18 484
ECART PAR TERMINAL		
SEREPCA		0
MOUDI		+100
EBOME		-174
ECART GLOBAL (1) – (2)		-74

8.2.4 Tableau récapitulatif des volumes entre la Société Nationale de Raffinage (SONARA) et la Société Nationale des Hydrocarbures (SNH)

En milliers de barils		
DECLARATION DE LA SNH	Date d'enlèvement	
	30 mars 05	451
	29 sept 05	452
TOTAL (1)		903
DECLARATION SONARA	Date de réception	
	05 avril 05	451
	04 oct. 05	452
TOTAL (2)		903
ECART		
Enlèvement 1		0
Enlèvement 2		0
ECART GLOBAL (1) – (2)		0

Les quantités de brut enlevées par la SNH et vendues à la SONARA représentent 3% de la production totale et des enlèvements de l'exercice 2005 et 5% de la production et des enlèvements de la SNH sur l'exercice 2005.

8.2.5 Rapprochement des données de la SNH avec les états financiers certifiés

Production (Production totale)

En milliers de barils

	31/12/2005
COMPTES AUDITES DE LA SNH	30 332
DECLARATIONS DE LA SNH	30 094
DIFFERENCE	238

Enlèvements (SNH uniquement)

En milliers de barils

	31/12/2005
COMPTES AUDITES DE LA SNH	18 830
DECLARATIONS DE LA SNH	18 410
DIFFERENCE	420


9 COMMENTAIRES DU CONCILIEUR

Sur la base des informations qui nous ont été transmises par le Comité de Suivi, l'Etat et ses démembrements et les compagnies pétrolières, nous avons constaté que :

- Les définitions comptables et financières sont cohérentes avec les définitions du Livre Source publié par le Secrétariat Général de l'ITIE et avec les définitions généralement acceptées dans l'industrie pétrolière ;
- les définitions comptables et financières ont été partagées par l'Etat et ses démembrements, d'une part, et les compagnies pétrolières, d'autre part ;
- le rapprochement entre les déclarations agrégées des compagnies pétrolières, d'une part, et l'Etat et ses démembrements, d'autre part, a mis en évidence des écarts qui ont fait l'objet d'analyses et de justification par les parties concernées par l'étude. Les sociétés RSM Production Corporation, Sterling Cameroun LTD et Noble Energy Inc n'ont pas répondu dans les délais.

Douala, le 28 mars 2007

Mazars Cameroun



Lucien RIQUIER
Associé

Hart Group



Chris NURSE
Managing Director

10 Annexe

10.1 Définitions comptables et financières

Redevance superficielle

C'est une taxe annuelle sur la superficie versée par les titulaires de contrats pétroliers et d'autorisations y dérivant.

Redevance minière proportionnelle

C'est le montant qui permet à chaque partie dans le processus de la production pétrolière de bénéficier d'un pourcentage garanti de la rente minière au titre de chaque exercice tel que prévu dans la convention d'établissement et le contrat d'association. Cette redevance peut être négative et positive.

Lorsqu'elle est négative, il s'agit du montant dû par le Gouvernement aux compagnies pétrolières afin de leur permettre de recevoir effectivement le pourcentage garanti de rente minière au titre de chaque exercice.

Lorsqu'elle est positive il s'agit d'un paiement effectué par les compagnies pétrolières à l'Etat.

Redevance proportionnelle à la production

C'est le pourcentage de la production totale disponible de la zone délimitée. Elle est fonction de la moyenne journalière de la production totale de la zone délimitée pour un mois civil donné. Elle est due mensuellement. Son taux est précisé dans le contrat de concession. Elle est réglée en nature ou en espèces.

Droits miniers

C'est le montant à payer pour toute demande d'attribution, de renouvellement, de cession ou de transmission de contrats pétroliers et/ou d'autorisation de prospection. Le montant est fixé par la Loi de finances applicable dans l'année considérée.

Bonus de signature

Il s'agit d'une prime versée à l'Etat à la conclusion d'un contrat pétrolier.

Bonus de production

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

Prélèvement pétrolier additionnel

C'est un prélèvement calculé sur les bénéfices tirés des opérations pétrolières. Les modalités de calcul sont fixées dans les contrats et peuvent dépasser 50%.

Impôt sur les sociétés

L'impôt sur les sociétés est dû en raison des bénéfices nets tirés de l'ensemble des activités de Recherche et d'Exploitation.

Le résultat net imposable est constitué par la différence entre les valeurs de la production commercialisée, de la quote-part de la production versée en nature à l'Etat au titre de la redevance proportionnelle à la production et les revenus provenant du stockage, du traitement et du transport des hydrocarbures et de toutes les charges supportées pour les besoins des opérations pétrolières.

Le taux de l'impôt sur les sociétés applicable aux revenus tirés des opérations de recherche et d'exploitation est fixé par le Contrat de Concession ou la Convention d'Etablissement.

Dividendes issus des participations pétrolières

Ces dividendes sont versés à la SNH dans le cadre de sa participation au capital des compagnies pétrolières. Ces dividendes ne sont pas reversés à l'Etat ; ils servent au financement du fonctionnement de la SNH.

Les dividendes versés par la SNH à l'Etat du Cameroun au titre d'unique actionnaire sont considérés comme des paiements effectués dans le cadre de l'étude.