PROTOCOLE D'ACCORD

ENTRE

La République du Congo (ci-après désignée le « Congo »), représentée par Monsieur Jean-Baptiste Tati Loutard, Ministre d'Etat, chargé des Hydrocarbures,

d'une part

ET

La société Total E&P Congo (ci-après « Total E&P Congo »), société anonyme de droit congolais dont le siège social est situé à Pointe Noire, République du Congo, agissant en tant que représentant du Contracteur au sens donné à ce terme dans le Contrat de Partage de Production du 21 avril 1994 conclu avec la République du Congo et relatif au permis de recherches Haute Mer et aux permis d'exploitation en découlant,

représentée par Monsieur Guy Maurice, son Directeur Général,

d'autre part,

ci-après désignées collectivement les « Parties » et individuellement la « Partie »

ETANT PREALABLEMENT EXPOSE QUE :

Total E&P Congo exerce ses activités pétrolières au Congo dans le cadre de la Convention d'Etablissement du 17 octobre 1968 signée avec la République du Congo, telle qu'amendée par ses avenants n°1 à 14 ainsi que par l'accord du 30 juin 1989, l'ensemble désigné ci-après la « Convention ».

En application des dispositions des avenants n°6, 12 et 13 à la Convention, le Congo et Total E&P Congo ont négocié et arrêté les modalités de leur coopération dans le cadre d'un contrat de partage de production signé le 21 avril 1994 et amendé les 23 novembre 1999 et 7 octobre 2003 (ci-après le « Contrat »), aux fins de mise en valeur du permis de recherches Haute Mer venu à échéance le 31 décembre 2002 (à l'exception de la structure dite 14K/A-IMI et des surfaces de ce permis demandées par Total E&P Congo pour le compte du Contracteur (au sens donné à ce terme dans le Contrat) en vue de l'exploitation des découvertes dites de Moho Bilondo) et des permis d'exploitation en découlant.

La zone visée dans la demande initiale de permis d'exploitation Moho Bilondo déposée par Total E&P Congo pour le compte du Contracteur le 29 octobre 2002 (réf. DG/02-377/YRL/eo), telle que modifiée par le Congo dans un courrier signé par le Ministre des Hydrocarbures en date du 14 novembre 2003 (réf. N°1.607/MHC.CAB), ladite zone est ci-après dénommée le « PEX Moho Bilondo » ou la « Zone D ».

En raison des difficultés liées aux contraintes techniques indispensables à mettre en œuvre pour le développement du projet, du coût associé et de la taille des réserves des gisements de Moho et Bilondo, les Parties ont convenu que les conditions fiscales existantes du Contrat ne permettaient pas de développer lesdits gisements dans des conditions économiquement satisfaisantes pour l'ensemble des Parties.

Les Parties se sont donc rencontrées à plusieurs reprises et ont trouvé un accord sur une modification de certaines dispositions fiscales du Contrat, en s'assurant de leur cohérence avec ce qui est autorisé par le code des hydrocarbures congolais en matière de fiscalité pétrolière.

Les Parties souhaitent formaliser dans le présent protocole d'accord (ci-après le « Protocole ») l'accord intervenu entre elles à cet égard.

IL A ETE CONVENU CE QUI SUIT :

Article 1 - Objet

Le présent Protocole a pour objet de modifier certains paramètres fiscaux du Contrat applicables à la zone visée dans la demande initiale de permis d'exploitation Moho Bilondo.

Toutes les dispositions de la Convention et du Contrat qui ne sont pas modifiées ou complétées par le présent Protocole demeurent pleinement applicables, y compris à l'égard du PEX Moho Bilondo.

Article 2 - Définitions

Les termes définis dans le présent Protocole ont la signification qui leur est donnée dans le Contrat, sauf modification ou complément apporté par le présent Protocole.

Article 3 - Dispositions relatives au PEX Moho Bilondo

Les paramètres fiscaux applicables au PEX Moho Bilondo seront les suivants :

3.1 De 0 à 100 millions de barils de Production Nette Cumulée sur la Zone D :

a) **Redevance Minière** : le taux de la redevance minière proportionnelle est fixé à 15% de la Production Nette de la Zone D.

b) **Cost Stop et clause de prix bas** : la part maximum de Cost Oil revenant à chaque entité du Contracteur variera en fonction du Prix Fixé de la ou des Qualités d'Hydrocarbures Liquides de la Production Nette de la Zone D selon les modalités suivantes :

- Prix Fixé de la Qualité d'Hydrocarbures Liquides concernée inférieur à 12 Dollars par baril : le Cost Stop sera égal à 70% de la Production Nette de cette même Qualité d'Hydrocarbures Liquides,

- Prix Fixé de la Qualité d'Hydrocarbures concernée compris entre 12 et 15 Dollars par baril : le Cost Stop décroîtra linéairement entre 70% et 65% de la Production Nette de cette même Qualité d'Hydrocarbures Liquides,
- Prix Fixé de la Qualité d'Hydrocarbures Liquides concernée supérieur à 15 Dollars par baril : le Cost Stop sera égal à 65% de la Production Nette de cette même Qualité d'Hydrocarbures Liquides.

c) **Cost Stop et clause de prix haut** : en cas de Prix Fixé de la ou des Qualités d'Hydrocarbures Liquides de la Production Nette de la Zone D supérieur ou égal à 25 Dollars (actualisé à compter de la date de mise en production par application des stipulations de l'article 8.2 modifié du Contrat - ci-après « valeur actualisée ») par baril, la part maximum de Cost Oil revenant à chaque entité du Contracteur sera égale au produit en barils de la Production Nette de la Qualité d'Hydrocarbures Liquides considérée multipliée par 65% multiplié par 25 Dollars (valeur actualisée).

d) **Provision pour remise en état des sites (« Provision RES »)** : les dispositions de l'article 3 de l'avenant n°2 au Contrat (« Evaluation des provisions pour remise en état des sites ») seront applicables à la zone D. Les Provisions ainsi constituées sont récupérables dans la limite du Cost Stop.

e) **Provision pour Investissements Diversifiés («PID »)** : le taux de la PID est fixé à 1% de la valeur au(x) Prix Fixé(s) de la Production Nette de la Zone D. Les dépenses correspondantes à la PID constituent des Coûts Pétroliers et sont récupérables dans la limite du Cost Stop (cf. point suivant).

f) **Excess Oil** : dans le cas où le Cost Oil n'atteint pas le Cost Stop, la différence (« l'Excess Oil »), prise sur la ou les Qualités d'Hydrocarbures Liquides de la Production Nette de la Zone D, sera partagée à hauteur de 30% pour le Congo et de 70% pour chaque entité du Contracteur.

g) **Super Profit Oil** : Le Super Profit Oil, dont la définition est donnée à l'article 3.4 ci-après, sera partagé à hauteur de 70% pour le Congo et de 30% pour chaque entité du Contracteur.

h) **Profit Oil** : la part de Profit Oil revenant respectivement au Congo et à chaque entité du Contracteur telle que prise sur la ou les Qualités d'Hydrocarbures Liquides de la Production Nette de la Zone D, sera de 30% pour le Congo et de 70% pour chaque entité du Contracteur.

i) **Détachement de personnel** : Total E&P Congo, en tant qu'Opérateur, réservera au Congo un poste d'ingénieur au sein du groupe projet qui sera crée pour le développement des champs de Moho Bilondo. Le ou les candidat(s) qui sera(ont) proposé(s) par le Congo devra(ont) disposer des compétences et de l'expérience requis par la nature du poste proposé. Total E&P Congo sera libre de sélectionner le candidat qui lui paraît recueillir les compétences et l'expérience nécessaire. Bien que la personne détachée reportera à l'Opérateur et recevra ses instructions de la part de ce dernier, le Congo restera son employeur durant tout son détachement. Le détachement fera l'objet d'un contrat entre l'Opérateur et le Congo. L'ensemble des coûts relatifs à ce détachement constituera des Coûts Pétroliers.

j) **Bonus** : en complément du bonus (récupérable) de 10 millions de Dollars à la charge du Contracteur (hors SNPC) en contrepartie de l'attribution du titre d'exploitation relatif aux gisements de Moho et Bilondo, tel que prévu dans l'accord signé le 13 octobre 1998 entre le Congo et Elf Congo (ancienne dénomination de Total E&P Congo), le Contracteur s'engage à payer (hors SNPC) un second bonus (non récupérable) au Congo au titre des aménagements contractuels visés aux présentes, selon les modalités suivantes :

- 4 millions de Dollars payables à la date de promulgation des lois portant approbation des avenants visés à l'article 4 ci-après,

- 7 millions de Dollars payables quand et si la Production Nette Cumulée de la Zone D dépasse 100 millions de barils.

3.2 De 100 à 200 millions de barils de Production Nette Cumulée sur la Zone D :

Dans le cas où la Production Nette Cumulée de la Zone D passe le seuil de 100 millions de barils, les conditions applicables à la Zone D deviennent celles applicables à la Zone B telles que définies dans les avenants n°12 à la Convention et n°1 au Contrat, à l'exception de la clause de prix haut visée aux articles 4.4 modifié de l'avenant 6 à la Convention et 7.2.7 modifié du Contrat dont les paramètres sont modifiés comme suit :

en cas de Prix Fixé de la ou des Qualités d'Hydrocarbures Liquides de la Production Nette de la Zone D supérieur ou égal à 25 Dollars valeur actualisé par baril à compter de la date de mise en production et plafonné à 32 Dollars valeur non actualisée, la part maximum de Cost Oil revenant à chaque entité du Contracteur sera égale au produit en barils de la Production Nette de la Qualité d'Hydrocarbures Liquides considérée multipliée par 60% multiplié par 25 Dollars (valeur actualisée) et divisé par le Prix Fixé, soit CS = PN x 60% x 25$ valeur actualisée / Prix Fixé.

2.3 Au-delà de 200 millions de barils de Production Nette Cumulée sur la Zone D :

Dans le cas où la Production Nette Cumulée de la Zone D passe le seuil de 200 millions de barils, les conditions applicables à la Zone D deviennent celles applicables à la Zone B telles que définies dans les avenants n°12 à la Convention et n°1 au Contrat, sans exception.

3.4 Super Profit Oil

En cas d'application du mécanisme de prix haut tel que visé aux articles 3.1.c et 3.2 ci-avant, une part supplémentaire de Profit Oil (le « Super Profit Oil ») est générée, équivalant en valeur à la différence entre le chiffre d'affaires généré par la vente de la Production Nette de la Zone D d'une ou de plusieurs Qualités d'Hydrocarbures Liquides au(x) Prix Fixé(s) et le chiffre d'affaires correspondant calculé au seuil de prix haut applicable, comme suit :

- entre 0 et 100 Mbbl : [65% - (65% x 25$ valeur actualisée / Prix Fixé)] x Production Nette

- entre 100 et 200 Mbbl : [60% – (60% x 25$ valeur actualisée / Prix Fixé)] x Production Nette

Le Super Profit Oil sera partagé comme indiqué à l'article 3.1.g) ci-dessus jusqu'à 100 millions de barils de Production Nette Cumulée de la Zone D et à raison de 15% pour le Groupe Contracteur et 85% pour le Congo au-delà de 100 millions de barils de Production Nette Cumulée de la Zone D.

Article 4 - Avenants

Les Parties s'engagent à négocier de bonne foi, conclure et, s'agissant du Congo, promulguer dans les meilleurs délais les textes suivants qui préciseront les modalités d'application des dispositions définies à l'article 3 ci-avant :

- Avenant n°15 à la Convention d'Etablissement du 17 octobre 1968
- Avenant n°3 au Contrat de Partage de Production Haute Mer du 21 avril 1994.

Article 5 – Demande de PEX Moho Bilondo rectificative

Total E&P Congo annexera le présent Protocole à sa demande de PEX Moho Bilondo rectificative.

Article 6 - Entrée en vigueur

Le présent Protocole entre en vigueur dès sa signature.

Fait en trois (3) exemplaires, le ... 10 JAN 2005

Pour la République du Congo

Monsieur J.B. TATI LOUTARD,
Ministre d'Etat, chargé des Hydrocarbures

Pour la société TOTAL E&P CONGO

Monsieur G. MAURICE,
Directeur Général