AVENANT N °3
AU CONTRAT DE PARTAGE DE PRODUCTION
signé le 21 avril 1994 en application de l'Avenant n° 6 à la Convention

ENTRE

La République du Congo, représentée aux fins des présentes par Monsieur Jean-Baptiste TATI LOUTARD, Ministre d'Etat, Ministre des Hydrocarbures et Monsieur Pacifique ISSOIBEKA, Ministre de l'Economie, des Finances et du Budget;

d'une part,

ET

TOTAL E&P CONGO (ci-après désignée "TEP Congo"), société anonyme ayant son siège social à Pointe-Noire, représentée par Monsieur Guy MAURICE, son Directeur Général, et

SOCIETE NATIONALE DES PETROLES DU CONGO (ci-après désignée "SNPC"), société nationale ayant son siège social à Brazzaville, représentée par Monsieur Denis GOKANA, son Président Directeur Général, et

CHEVRON OVERSEAS (CONGO) LIMITED (ci-après désignée "CHEVRON"), une société Bermudienne ayant son siège social à Hamilton, HM HV, aux Bermudes, représentée par Monsieur Neil JONES, son Directeur Général, et

ENERGY AFRICA HAUTE-MER LIMITED (ci-après désignée "ENERGY AFRICA"), une société ayant son siège à Castleton, Isle of Man, représentée par Monsieur Carlos RIBIERO, Business Unit Manager.

(ci-après désignées collectivement le "Contracteur").

d'autre part,

ETANT PREALABLEMENT EXPOSE :

(a) TEP 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 15 ainsi que par l'accord du 30 Juin 1989, l'ensemble étant désigné ci-après la « Convention ».

(b) En application des dispositions de l'Avenant 6 à la Convention, les Parties ont défini par Contrat de Partage de Production signé le 21 Avril 1994, les modalités selon lesquelles le Contracteur réalisera les Travaux Pétroliers sur la Zone Contractuelle incluant notamment le Permis de Haute Mer et les titres d'exploitation en découlant ;

(c) Les Parties ont amendé ce Contrat de Partage de Production :

(i) par un Avenant n°1 en date du 23 Novembre 1999 définissant un certain nombre de conditions particulières applicables au Permis de Recherche Haute Mer et aux titres d'exploitation en découlant ;

(ii) par un Avenant n°2 en date du 10 Juillet 2003 définissant, d'une part, les règles de constitution des provisions pour remise en état des sites pétroliers applicables au permis d'exploitation N'Kossa et d'autre part, les dispositions applicables aux titres miniers régis par l'Avenant 6 à la Convention d'Etablissement (incluant le Permis de recherche de Haute mer et les titres d'exploitation en découlant) en matière d'évaluation technique et financière des provisions pour remise en état des sites passées par le Contracteur en application du Contrat ;

l'ensemble des contrats visés sous les alinéas (b) et (c) ci-dessus étant ci-après désigné « le Contrat ou le Contrat de Partage de Production».

(d) Sur le Permis de recherche de Haute Mer, le Contracteur a réalisé, entre autres découvertes, celles de Moho et Bilondo. Pour permettre le développement de ces gisements, dans des conditions économiques satisfaisantes pour les Parties, TEP Congo et le Congo ont défini dans un Protocole d'Accord en date du 10 Janvier 2005 un certain nombre de conditions particulières applicables au permis d'exploitation de Moho-Bilondo.

(e) Faisant suite à ce qui précède et aux discussions intervenues entre les Parties, il a été octroyé à TEP Congo, par décret n° 2005-278 en date du 24 juin 2005, un permis d'exploitation dit « Moho-Bilondo ».

(f) Conformément aux dispositions de l'article 4 du Protocole d'Accord mentionné au paragraphe (d) ci-dessus, les Parties ont convenu de formaliser les dispositions figurant audit Protocole dans un Avenant n°15 à la Convention d'Etablissement et dans un Avenant n°3 au Contrat de Partage de Production Haute Mer du 21 Avril 1994.

(g) A cet effet, TEP Congo et le Congo ont signé ce même jour l'Avenant n°15 à la Convention ayant pour objet de préciser les conditions particulières applicables à la Zone Géographique correspondant au Permis d'Exploitation de Moho-Bilondo (Zone D).

(h) Pour tenir compte des dispositions du Protocole d'Accord susmentionné et de l'Avenant n°15, les Parties ont convenu de définir par le présent Avenant 3 les conditions particulières applicables au Permis d'Exploitation de Moho-Bilondo constituant la Zone D du permis de Haute Mer.

EN CONSEQUENCE, IL A ETE CONVENU CE QUI SUIT :

ARTICLE 1 - Objet du présent Avenant n°3

1.1 Le présent Avenant n° 3 a pour objet de préciser les conditions particulières applicables au Permis d'Exploitation de Moho-Bilondo constitutif de la Zone D du Permis de Recherche de Haute-Mer et de modifier ou compléter en conséquence le Contrat de Partage de Production selon les termes indiqués ci-dessous.

1.2 Toutes les dispositions et définitions du Contrat qui ne sont pas modifiées ou complétées par le présent Avenant n°3 demeurent applicables en l'état.

1.3 Les termes définis utilisés dans le présent Avenant n°3 ont la signification qui leur est donnée dans le Contrat, sauf modification ou complément apporté par le présent Avenant n° 3.

ARTICLE 2 - Modifications apportées à l'article 2 de l'Avenant n°1 pour ce qui concerne uniquement la Zone D du Permis de Recherche de Haute-Mer et tout titre d'exploitation en découlant

2.1 Les définitions introduites par l'article 2.1 de l'Avenant n°1 sont modifiées ou complétées par les définitions suivantes :

« "Permis d'Exploitation Moho-Bilondo" désigne le titre minier d'exploitation octroyé à Total E&P Congo par décret n° 2005-278 en date du 24 juin 2005.

"Production Nette de la Zone B" signifie, pour chaque entité composant le Contracteur, la Production Nette des champs situés sur la Zone B multipliée par le pourcentage d'intérêt détenu par cette entité dans les permis concernés.

"Production Nette de la Zone D" signifie, pour chaque entité composant le Contracteur, la Production Nette des champs situés sur la Zone D multipliée par le pourcentage d'intérêt détenu par cette entité dans les permis concernés.

"Zone B" désigne la totalité de la zone géographique couverte par les Permis à l'exclusion de la Zone A, de la Zone C et de la Zone D.

"Zone D" désigne le périmètre du Permis d'Exploitation Moho-Bilondo dont la superficie et les coordonnées sont identifiées dans le décret d'octroi. »

2.2 L'Article 2.3 de l'Avenant n°1, relatif au remboursement des Coûts Pétroliers complète ainsi qu'il suit l'article 7.2.1 **:**

« C sera égal à 65% (soixante cinq pour cent) pour la Zone D ».

2.3 L'Article 2.3 de l'Avenant n°1, en ce qu'il **modifie l'article 7.2.6 du Contrat** est complété et modifié comme il est indiqué ci-après, les autres dispositions non reprises dans cet article demeurant inchangées :

*« **7.2.6** Sur chaque Zone de Permis, afin de tenir compte des situations particulières qui résulteraient de prix bas des Hydrocarbures Liquides, les Parties conviennent des dispositions suivantes :*

7.2.6.1 <u>Pour ce qui concerne les hydrocarbures issus des Zones A, B et C:</u> :

- *si le Prix Fixé d'une ou plusieurs Qualités d'Hydrocarbures Liquides est inférieur à 10 Dollars par baril, les Coûts Pétroliers seront remboursés à chaque entité composant le Contracteur par affectation d'une quantité d'hydrocarbures liquides dont la valeur au Prix Fixé de chaque Qualité d'Hydrocarbures Liquides visée par le présent alinéa sera au plus égale au produit de :*

(i) 7/10ème du Prix Fixé de la Qualité d'Hydrocarbures Liquides concernée par la Production Nette de cette même Qualité d'Hydrocarbures Liquides exprimée en baril pour ce qui concerne les hydrocarbures liquides issus de la Zone A ou de la Zone C, ou

(ii) 8,4/10ème du Prix Fixé de la Qualité d'Hydrocarbures Liquides concernée par la Production Nette de cette même Qualité d'Hydrocarbures Liquides exprimée en baril pour ce qui concerne les hydrocarbures liquides issus de la Zone B) ;

- *Si le Prix Fixé d'une ou de plusieurs Qualités d'Hydrocarbures Liquides est compris entre 10 Dollars par baril et 14 Dollars par baril, les Coûts Pétroliers seront remboursés à chaque entité composant le Contracteur par affectation d'une quantité d'hydrocarbures liquides dont la valeur au Prix Fixé de chaque Qualité d'Hydrocarbures Liquides visée par le présent alinéa sera au plus égale au produit de :*

(i) 7 Dollars par baril par la Production Nette de la Qualité d'Hydrocarbures Liquides concernée issue de la Zone A ou de la Zone C exprimée en barils ou de

(ii) (ii) 8,4 Dollars par baril par la Production Nette de la Qualité d'Hydrocarbures Liquides concernée issue de la Zone B, exprimée en barils.

7.2.6.2 : <u>Pour ce qui concerne les hydrocarbures issus de la Zone D</u> :

(a) lorsque la Production Nette Cumulée sur la Zone D est comprise entre 0 et cent (100) millions de barils, les dispositions suivantes s'appliqueront :

(i) Si le Prix Fixé d'une ou de plusieurs Qualités d'Hydrocarbures Liquides est inférieur à 12 Dollars par baril, les Coûts Pétroliers seront remboursés à chaque entité composant le Contracteur par affectation d'une quantité d'hydrocarbures liquides dont la valeur au Prix Fixé de chaque Qualité d'Hydrocarbures Liquides visée par le présent alinéa sera au plus égale au produit de 7/10ème du Prix Fixé de la Qualité d'Hydrocarbures liquides concernée par la Production Nette de cette même Qualité d'Hydrocarbures Liquides exprimée en baril.

(ii) Si le Prix Fixé d'une ou de plusieurs Qualités d'Hydrocarbures Liquides est compris entre 12 Dollars et 15 Dollars par baril, les Coûts Pétroliers seront remboursés à chaque entité composant le Contracteur par affectation d'une quantité d'hydrocarbures liquides dont la valeur maximum, au Prix Fixé de chaque Qualité d'Hydrocarbures Liquides visée par le présent alinéa, décroîtra linéairement entre 70 et 65% de la Production Nette de cette même qualité d'Hydrocarbures Liquides, exprimée en baril.

(iii) Si le Prix Fixé d'une ou de plusieurs Qualités d'Hydrocarbures Liquides est supérieur à 15 Dollars par baril, les Coûts Pétroliers seront remboursés à chaque entité composant le Contracteur par affectation d'une quantité d'hydrocarbures liquides dont la valeur au Prix Fixé de chaque Qualité d'Hydrocarbures Liquides visée par le

présent alinéa sera au plus égale au produit de 6,5/10ème du Prix Fixé de la Qualité d'Hydrocarbures Liquides concernée par la Production Nette de cette même Qualité d'Hydrocarbures Liquides exprimée en baril

(b) Lorsque la Production Nette Cumulée sur la Zone D passe le seuil de 100 millions de barils, les Coûts Pétroliers afférents la Zone D seront remboursés conformément à l'article 7.2.6.1 ci-dessus pour la Zone B ;

2.4 L'article 2.3 « Remboursement des Coûts Pétroliers » de l'Avenant n°1 en ce qu'il modifie et complète l'article 7.2.7 du Contrat est complété et modifié comme il est indiqué ci-après, les autres dispositions non reprises dans cet article demeurant inchangées :

7.2.7.1 : <u>Pour ce qui concerne les hydrocarbures issus des Zones A, B et C</u> :

Si le Prix Fixé d'une ou plusieurs Qualités d'Hydrocarbures Liquides est supérieur à 22 Dollars par baril, valeur actualisée comme il est prévu dans le Contrat de Partage de Production, les Coûts Pétroliers seront remboursés à chaque entité composant le Contracteur par affectation d'une quantité d'hydrocarbures liquides dont la valeur sera au plus égale, pour chaque Qualité d'Hydrocarbures Liquides visée au présent alinéa, au produit de la Production Nette de la Qualité d'Hydrocarbures Liquides concernée exprimée en baril multipliée par :

(i) 50 % multiplié par 22 Dollars (ou la valeur actualisée) pour ce qui concerne les hydrocarbures liquides issus de la Zone A ou de la Zone C, ou

(ii) 60% multiplié par 22 Dollars (ou la valeur actualisée) pour ce qui concerne les hydrocarbures liquides issus de la Zone B.

7.2.7.2 : <u>Pour ce qui concerne les hydrocarbures issus de la Zone D</u> :

(a) lorsque la Production Nette Cumulée sur la Zone D est comprise entre 0 et cent (100) millions de barils, les dispositions suivantes s'appliqueront :

si le Prix Fixé d'une ou plusieurs qualités d'Hydrocarbures Liquides est égal ou supérieur à 25 Dollars par baril (valeur actualisée à la date de mise en production), les Coûts Pétroliers seront remboursés à chaque entité composant le Contracteur par affectation d'une quantité d'hydrocarbures liquides dont la valeur sera au plus égale pour chaque Qualité d'Hydrocarbures Liquides visée au présent alinéa, au produit de la Production Nette de la Qualité d'Hydrocarbures Liquides concernée exprimée en baril multipliée par 65 % multiplié par 25 Dollars (valeur actualisée) pour ce qui concerne les hydrocarbures liquides issus de cette Zone D.

(b) lorsque la Production Nette Cumulée sur la Zone D est supérieure à cent (100) millions de barils et inférieure ou égale à 200 Millions de barils, les Coûts Pétroliers seront remboursés dans les conditions précisées à l'article 7.2.7.1 ci-dessus pour la Zone B sous réserve des dispositions ci après du présent article 7.2.7.2 (b) :

Si, à compter de la date de mise en production, le Prix Fixé d'une ou plusieurs Qualités d'Hydrocarbures Liquides est égal ou supérieur à 25 Dollars par baril (Valeur actualisée) et plafonné à 32 Dollars (non actualisé), les Coûts Pétroliers seront remboursés à chaque entité composant le Contracteur par affectation d'une quantités d'hydrocarbures liquides dont la valeur sera au plus égale pour chaque Qualité d'Hydrocarbures Liquides visée au présent alinéa, au produit de la Production nette de la Qualité d'Hydrocarbures Liquides concernée exprimée en barils multiplié par 60% multiplié par 25 Dollars (valeur actualisée) et divisé par le Prix Fixé, (soit Part de Production Nette maximum affectée au remboursement des Coûts Pétroliers = Production Nette x 60% x 25$ valeur actualisée/Prix Fixé).

(c) Pour l'application des dispositions de l'alinéa précédent, la valeur de 25 Dollars ci-dessus sera indexée trimestriellement par application de l'Indice d'inflation du Produit Intérieur Brut des Etats-Unis d'Amérique, tel qu'il est défini dans le Contrat de Partage de Production jusqu'à ce que le montant indexé atteigne, le cas échéant le plafond de 32 Dollars (non actualisé).

(d) lorsque la Production Nette Cumulée sur la Zone D passe le seuil de 200 Millions de Barils, les Coûts Pétroliers seront remboursés à chaque entité membre du Contracteur dans les conditions fixées à l'article 7.2.7.1 ci-dessus pour la Zone B.

2.4 L'Article 2.4 de l'Avenant n°1 relatif au **Partage de production** (Article 8 du Contrat) est complété ou modifié comme suit, les autres dispositions non reprises dans le présent article demeurant inchangées :

Il est **ajouté un article 8.1.4 nouveau** ainsi libellé :

« 8.1.4 <u>S'agissant de la Zone D</u>,

(i) Pour chaque entité composant le Contracteur, on appelle "Profit Oil D du permis d'exploitation " la quantité d'hydrocarbures liquides égale à la Production Nette de la Zone D diminuée :

- *de la part de redevance minière proportionnelle supportée au titre de la Production Nette de la Zone D, déterminée conformément à l'Article 6 ci-après, et*
- *de la quantité d'hydrocarbures liquides correspondant au remboursement effectif des Coûts Pétroliers effectué dans les conditions visées à l'Article 7 ci-dessus « la Quantité Prélevée D ») et*

- *dans le cas de l'application de la clause 8.2, de la part d'hydrocarbures liquides 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 dans les conditions précisées à l'article 8.2.2 ci-après.*

(ii) Le Profit Oil D du permis d'exploitation, déterminé en application de la clause 8.1.4 (i) ci-dessus, sera partagé entre la République du Congo et chaque entité composant le Contracteur comme suit :

(a) - à raison de 30% pour la République du Congo et 70% pour chaque entité composant le Contracteur lorsque la Production Nette Cumulée sur la Zone D est comprise entre 0 et 100 millions de barils ;

- dans les conditions applicables pour la Zone B conformément à l'article 8.1.2 ci-dessus lorsque la Production Nette Cumulée sur la Zone D devient supérieure à 100 millions de Barils.

(b) Si pour une année civile donnée, la Quantité Prélevée D est inférieure à 65% de la Production Nette de la Zone D, la République du Congo et chaque entité composant le Contracteur se partageront le profit oil de la Zone D dans les conditions suivantes :

- *lorsque la Production Nette Cumulée sur la Zone D est comprise entre 0 et cent millions de barils :*

  La République du Congo et l'entité composant le Contracteur recevront respectivement 30% et 70% du Profit Oil D de la Zone D sur la partie de ce profit oil comprise entre la Quantité Prélevée D de la Zone D et 65% de la Production Nette de la Zone D comprise entre la quantité d'hydrocarbures liquides affecté au remboursement des Coûts Pétroliers conformément à l'article 7.2.6.2 (a) ou 7.2.7.2 (a) et la partie de la Production Nette de la Zone D effectivement récupérée par le Contracteur au titre du remboursement de ses Coûts Pétroliers.

  Au-delà de cent millions de barils, concernant le partage du Profit Oil, les conditions prévues pour la Zone B seront applicables à la Zone D.

L'article **précédemment numéroté 8.1.4** devient **l'article 8.1.5** ainsi libellé :

« 8.1.5- Pour la répartition du Profit Oil A, du Profit Oil C, du Profit Oil B ou du Profit Oil D des permis d'exploitation entre la République du Congo et chaque entité composant le Contracteur, prévue aux Articles 8.1.1 à 8.1.4 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 considéré et la somme des Productions Nettes des hydrocarbures liquides affectées au profit oil considéré. »

Les dispositions figurant sous l'article 8.2 sont regroupées **dans un article 8.2.1.**et s'appliquent désormais aux Zones A,B et C.

Il est ajouté un article **8.2.2 nouveau** ainsi libellé :

«8.2.2. <u>S'agissant de la Zone D</u> :

(a) Sur la Zone D, si le Prix Fixé d'une ou plusieurs Qualités d'Hydrocarbures liquides est supérieur à 25 Dollars par baril, valeur actualisée comme il est indiqué ci-dessous, la part d'Hydrocarbures Liquides équivalent 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 par baril en fonction du seuil de prix haut applicable comme suit :

(i) entre 0 et 100 millions de barils : (65% - (65% x 25$ valeur actualisée/Prix Fixé)) x Production Nette correspondante ;

(ii) entre 100 et 200 Millions de Barils : (60% - (60% x 25$ valeur actualisée/Prix Fixé)) x Production Nette correspondante,

sera partagée à raison de :

- *70% pour la République du Congo et de 30% pour chaque entité composant le Contracteur lorsque la Production Nette Cumulée de la Zone D est comprise entre 0 et 100 millions de barils ;*

- *85% pour la République du Congo et 15% pour chaque entité composant le Contracteur lorsque la Production Nette Cumulée de la Zone D est supérieure à 100 millions de barils et inférieure ou égale à 200 millions de barils.*

Le seuil de 25 Dollars par baril mentionné ci-dessus est déterminé à la date de mise en production et sera actualisé trimestriellement par application de l'indice d'inflation du Produit Intérieur Brut des Etats-Unis d'Amérique tel qu'il est défini dans le Contrat de Partage de Production.

(b)Au-delà de 200 millions de barils, la part d'hydrocarbures liquides équivalent en valeur à la différence entre le chiffre d'affaires généré par la vente de la Production Nette de cette ou des Qualités d'Hydrocarbures Liquides au(x) Prix Fixé(s) et le chiffre d'affaires correspondant calculé au prix de 25 Dollars par barils valeur actualisée, sera partagée à raison de 85% pour la République du Congo et de 15% pour le Contracteur ».

2.5 L' Article 2.5 de l'Avenant n°1 relatif à la valorisation des Hydrocarbures Liquides (Article 9 du Contrat), la **clause 9.1** se lit désormais comme suit :

« Aux fins de la récupération des Coûts Pétroliers, du partage du Profit Oil A, du Profit Oil C, du Profit Oil B et du Profit Oil D du permis d'exploitation ou de la perception en espèces de la redevance minière proportionnelle prévus aux articles 7,7 et 10 des présentes, le prix de chaque Qualité d'Hydrocarbures Liquides sera le Prix Fixé, ce Prix Fixé reflétant la valeur de chaque Qualité d'Hydrocarbures liquides, FOB terminal de chargement au Congo, sur le marché international, déterminé en US Dollar par Baril.... »

La suite du paragraphe reste inchangée.

2.7 L' Article 2.6 de l'Avenant n°1 relatif au Régime Fiscal (Article 10 du Contrat) est modifié de la manière suivante **:**

La clause **10.1 est complétée comme suit**

« 10.1 La redevance minière proportionnelle due à la République du Congo sera de 15 % lorsqu'elle s'applique à la Production Nette Cumulée de la Zone D.

Les quantités d'hydrocarbures liquides consommées par le Contracteur au cours des Travaux Pétroliers seront assujetties au paiement en espèces de la redevance minière proportionnelle au taux de 15 % pour les hydrocarbures liquides issus de cette Zone D. Les dépenses correspondantes constitueront des Coûts Pétroliers. »

La clause **10.2 se lit désormais comme suit**:

10.2 La part d'Hydrocarbures Liquides revenant au Contracteur à l'issue des affectations et des partages définis aux Articles 7 et 8 du Contrat est nette de tout impôt, droit ou taxe de quelque nature que ce soit. A l'exception des dispositions relatives à l'impôt sur les sociétés et à la redevance minière proportionnelle, le régime fiscal et douanier défini par la Convention d'Etablissement, ses avenants et l'accord du 30 juin 1989 reste applicable au Régime de Partage de Production.

La part d'Hydrocarbures Liquides revenant à la République du Congo à l'issue des affectations et des partages définis aux Articles 7 et 8 du Contrat comprend l'impôt sur les sociétés calculé (i) au taux de 50 % sur les revenus de chaque entité composant le Contracteur provenant des activités réalisées en application du Contrat de Partage de Production sur la Zone A ou sur la Zone C, ou (ii) au taux, variable en fonction de la catégorie de Réserves Initiales Prouvées et de la Production Nette Cumulée, correspondant à la quote-part de Profit Oil B du permis d'exploitation considéré revenant au Congo selon les modalités précisées à l'article 8.1.2 (ii) de l'Avenant n°1 au Contrat, applicable aux revenus de chaque entité composant le Contracteur provenant des activités réalisées en application du Contrat de Partage de Production sur la Zone B (y compris la Zone D dès que le Seuil défini ci-dessus est atteint), ou (iii) au taux de 50% sur les revenus de chaque entité composant le Contracteur provenant des activités réalisées en application du Contrat de Partage de Production sur la Zone D tant que le Seuil défini ci-dessus n'est pas atteint.

Les déclarations fiscales seront établies en US Dollars par chaque entité formant le Contracteur, et les quitus fiscaux correspondants établis au nom de chaque entité formant le Contracteur leur seront remis.

Ces déclarations restent soumises au contrôle de l'Administration fiscale selon la réglementation fiscale applicable sans préjudice des dispositions de l'Article 5.5 du Contrat.

Sous réserve des dispositions ci-dessus, le régime fiscal et douanier défini par la Convention, ses avenants et l'accord du 30 juin 1989 reste applicable au Contrat.

Les dispositions du présent article 10 s'appliquent séparément à chaque entité composant le Contracteur pour l'ensemble des Travaux Pétroliers. »

2.7.2 L'article 10.3 du Contrat se lit désormais comme suit :

« *10.3 Pour ce qui concerne la Zone B et la Zone D, il est créé une Provision pour Investissements Diversifiés, ou "PID", dont l'objet est d'affecter des fonds à des investissements ou à des engagements financiers destinés au développement de l'économie congolaise.*

Le montant de la Provision pour Investissements Diversifiés (PID) sera fixé chaque Année Civile à 1 % de la valeur au(x) Prix Fixé(s) de la Production Nette de la Zone B ou de la Zone D. Les montants correspondants sont versés par chaque entité composant le Contracteur aux comptes indiqués par la République du Congo conformément aux dispositions de la Procédure Comptable. Les dépenses correspondant à la PID constituent des Coûts Pétroliers qui entrent dans la catégorie des dépenses visées à l'Article 4.1.(d) de l'Avenant n°6 à la Convention tel que modifié par l'Avenant 12 à la Convention et sont récupérables dans la limite du Cost Stop.»

2.8 L'Article 2.7 de l'Avenant n°1 relatif à l'**Emploi – Formation du Personnel Congolais** (Article 14 du Contrat)

Il est ajouté à l'**Article 14** du Contrat un article 14.3 ainsi libellé :

«*14.3 TEP Congo en tant qu'Opérateur du Permis d'Exploitation Moho-Bilondo réservera un poste d'ingénieur au sein du groupe projet qui sera créé pour le développement des champs situés sur le Permis d'Exploitation de Moho-Bilondo. Le ou les candidat(s) qui sera(ont) proposé(s) par la République du Congo devra(ont) disposer des compétences et de l'expérience requises par la nature du poste proposé. TEP Congo sélectionnera le candidat qui paraît recueillir les compétences et l'expérience nécessaires.*

Bien que la personne détachée reporte à TEP Congo et reçoive toutes ses instructions de la part de cette dernière, la République du Congo restera son employeur durant tout son détachement. Le détachement fera l'objet d'un contrat entre TEP Congo et la République du Congo. L'ensemble des coûts relatifs à ce détachement constituera des Coûts Pétroliers».

ARTICLE 3 – Provision pour remise en état des sites

Sont applicables au Permis d'Exploitation Moho-Bilondo les dispositions relatives à l'évaluation des provisions pour remise en état des sites telles qu'elles figurent sous l'article 3 de l'Avenant 2 en date du 10 Juillet 2003 au Contrat. L'application de l'Avenant 2 au Contrat relative à la Zone de Permis Haute Mer s'étend à l'ensemble des membres du Groupe Contracteur.

Les provisions pour remise en état des sites constituées pour la Zone D selon les dispositions précitées constituent des Coûts Pétroliers récupérables dans la limite Cost Stop.

ARTICLE 4 – Bonus Afférent à la Zone D

4.1 Les dispositions relatives au paiement et à la récupération du bonus d'attribution de Permis d'Exploitation sur la Zone D ont été formalisées dans « l'Accord entre la République du Congo et Elf Congo pour la mise en œuvre des dispositions de l'avenant n°12 à la convention d'établissement conclue entre la République du Congo, Elf Aquitaine et Elf Congo relatives au paiement du bonus », en date du 13 octobre 1998,

4.2 Outre le bonus précité constitutif d'un Coût Pétrolier visé à l'article 4.1 (f) de l'Avenant 6 à la Convention tel que modifié, les entités membres du Contracteur, à l'exclusion de la Société Nationale des Pétroles du Congo, paieront à la République du Congo un bonus complémentaire dont le montant et les modalités de paiement seront les suivants :

- quatre (4) millions de Dollars seront payés à la date à laquelle les textes de lois portant approbation du présent Avenant n°15 à la Convention d'Etablissement du 17 Octobre 1968 et de l'Avenant n°3 au Contrat de Partage de Production Haute Mer du 21 Avril 1994 auront été promulgués.

- sept (7) millions de Dollars supplémentaires seront payés à la date au cours de laquelle la Production Nette Cumulée de la Zone D aura dépassé cent millions de barils.

Les bonus visées à l'article 4.2 ne constituent pas des Coûts Pétroliers.

ARTICLE 5 - Entrée en vigueur du présent Avenant n°3

Le présent Avenant n°3 lie les Parties dès sa signature. Il prendra effet à la date de la promulgation de la Loi portant approbation du présent Avenant et de celle portant approbation de l'Avenant n°15 à la Convention d'Etablissement signé le même jour entre la République du Congo, TOTAL S.A. et TOTAL E&P Congo.

Fait en six (6) exemplaires, le 08 JUIL. 2005

Pour la REPUBLIQUE DU CONGO

Monsieur Jean-Baptiste TATI LOUTARD
Ministre d'Etat
Ministre des Hydrocarbures

Monsieur Pacifique ISSOÏBEKA
Ministre de l'Economie, des Finances et du Budget

Pour TOTAL E&P CONGO

Monsieur
Guy MAURICE
Directeur Général

Pour la SOCIETE NATIONALE DES PETROLES DU CONGO

Monsieur
Denis GOKANA

Président Directeur Général

Pour CHEVRON OVERSEAS (CONGO) LIMITED

Monsieur
NEIL JONES
Directeur Général

Pour ENERGY AFRICA HAUTE-MER LIMITED

Monsieur
Carlos RIBIERO

Business Unit Manager

Pour TOTAL E&P CONGO

Monsieur
Guy MAURICE
Directeur Général

Pour la SOCIETE NATIONALE DES PETROLES DU CONGO

Monsieur
Denis GOKANA

Président Directeur Général

Pour CHEVRON OVERSEAS (CONGO) LIMITED

Monsieur
NEIL JONES
Directeur Général

Pour ENERGY AFRICA HAUTE-MER LIMITED

Monsieur
Carlos RIBIERO

Business Unit Manager