

PARLEMENT

Loi n° 11-2005 du 13 Septembre 2005

portant approbation de l'avenant n° 15 à la convention d'établissement signée le 17 octobre 1968 entre la République du Congo et l'entreprise de recherche et d'activités pétrolières.

L'Assemblée nationale et le sénat ont délibéré et adopté;

Le président de la République promulgue la loi dont la teneur suit:

Article premier: Est approuvé l'avenant n° 15 à la convention d'établissement signée le 17 octobre 1968 entre la République du Congo et l'entreprise de recherche et d'activités pétrolières dont le texte est annexé à la présente loi.

Article 2: La présente loi sera publiée au Journal officiel et exécutée comme loi de l'Etat.

Fait à Brazzaville, le 13 Septembre 2005

Par le Président de la République,

Denis SASSOU N'GUESSO

Le ministre d'Etat, ministre des hydrocarbures,

Le ministre de l'économie, des finances et du budget.

Jean-Baptiste TATI LOUTARD,

Pacifique ISSOIBEKA.

AVENANT N° 15 A LA CONVENTION D'ETABLISSEMENT ENTRE LA REPUBLIQUE DU CONGO ET TOTAL S.A.

Vu la loi 24-94 du 23 août 1994 portant Code des Hydrocarbures.

Vu la Convention du 17 octobre 1968 entre la République du Congo et l'Entreprise de Recherche et Activités Pétrolières, approuvée par l'Ordonnance 9-68 du 29 novembre 1968 (ci-après la "Convention d'Etablissement").

Vu les Avenants n° 1, 2 et 3 à la Convention d'Etablissement, approuvés par l'Ordonnance 21-73 du 7 juillet 1973.

Vu l'Avenant n° 4 à la Convention d'Etablissement, approuvé par l'Ordonnance 44-77 du 21 novembre 1977.

Vu l'accord du 30 juin 1989, approuvé par l'Ordonnance 23-89 du 20 septembre 1989.

Vu l'Avenant n° 5 à la Convention d'Etablissement, approuvé par la Loi n° 11-94 du 6 juin 1994.

Vu l'Avenant n° 6 à la Convention d'Etablissement, approuvé par la Loi n° 12-94 du 6 juin 1994.

Vu l'Avenant n° 7 à la Convention d'Etablissement, approuvé par la Loi n° 8-95 du 23 mars 1995.

Vu l'Avenant n° 8 à la Convention d'Etablissement, approuvé par la Loi n° 14-95 du 1^{er} août 1995.

Vu l'Avenant n° 9 à la Convention d'Etablissement, approuvé par la Loi n° 29-95 du 5 décembre 1995.

Vu l'Avenant n° 10 à la Convention d'Etablissement, approuvé par la Loi n° 21-96 du 10 mai 1996.

Vu l'Avenant n° 11 à la Convention d'Etablissement, approuvé par l'Ordonnance n° 2-97 du 26 novembre 1997.

Vu l'Avenant n° 12 à la Convention d'Etablissement, approuvé par l'Ordonnance n° 6-2000 du 23 février 2000;

Vu l'Avenant n° 13 à la Convention d'Etablissement, approuvé par la Loi n° 27-2003 du 7 Octobre 2003;

Vu l'Avenant n° 14 à la Convention d'Etablissement, approuvé par la Loi n° 18-2004 du 2 Décembre 2004.

LE PRÉSENT AVENANT EST CONCLU ENTRE :

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

La société TOTAL S.A., représentée par M. (Christophe) de MARGERIE, Directeur Général Exploration Production ;

La société TOTAL E&P CONGO, (ci-après « TEP Congo ») ; société anonyme de droit congolais dont le siège social est situé à Pointe-Noire, République du Congo, représentée par M. (Guy) MAURICE, son Directeur Général.

ci-après désignées collectivement "les Parties"

Etant préalablement rappelé :

(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 14 ainsi que par l'accord du 30 Juin 1989.

(b) TEP Congo conduit notamment des opérations pétrolières sur les titres d'exploitation issus du permis de recherche de Haute Mer. Ce permis octroyé initialement à Elf Congo par décret n° 73.222 du 19.07.1973 est venu à expiration le 31 Décembre 2002 ; sous la réserve notamment des surfaces de ce permis ayant fait l'objet, avant ladite date d'expiration, de demande par TEP CONGO de titres d'exploitation et ayant fait l'objet d'une approbation par la République.

(c) Les activités conduites sur ce permis et les titres d'exploitation issus de ce permis sont à ce jour réalisées dans le cadre d'un régime de partage de production tel qu'il a été aménagé notamment par les avenants n° 6, 12 et 13 à la Convention d'Etablissement.

(d) Par une première demande en date du 29 Octobre 2002, telle que complétée par une demande rectificative du 7 Février 2005 référencée DTA/J05-106/YRL/SK, Tep Congo a sollicité l'octroi d'un permis d'exploitation pour les champs de Moho et Bilondo situés sur l'ancien permis de recherche Haute Mer.

Pour permettre le développement des gisements de Moho et Bilondo dans des conditions économiques satisfaisantes pour les Parties, celles-ci 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.

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 ».

(g) Conformément aux dispositions de l'article 4 du Protocole d'Accord mentionné au paragraphe (e) 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.

En conséquence, il a été convenu ce qui suit :

Article 1 : Objet du présent Avenant

Le présent Avenant n° 15 a pour objet de préciser les conditions particulières applicables à la Zone Géographique correspondant au Permis d'Exploitation de Moho-Bilondo (K Zone D *) et, à cet effet, de modifier et de compléter selon les termes indiqués ci-après certaines dispositions de l'Avenant n° 12 à la Convention d'Etablissement.

Toutes les dispositions de l'Avenant n° 12 qui ne sont pas modifiées ou complétées par le présent Accord demeurent applicables en l'état.

Les termes définis utilisés dans le présent Avenant ont la signification qui leur est donnée dans la Convention d'Etablissement et en particulier dans son Avenant n° 12, sauf modification ou complément apporté par le présent Avenant.

Article 2 : Modifications apportées à l'Avenant n° 12 à la Convention d'Etablissement pour ce qui concerne le Permis d'Exploitation de Moho-Bilondo (Zone D)

2.1 L'Article 2.1 de l'Avenant n° 12 à la Convention d'Etablissement est modifié et complété par les définitions suivantes :

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

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

« Zone B » désigne la Zone géographique couverte par les Permis à l'exclusion de la Zone A, de la Zone C et de la Zone D *

2.2 L'Article 2.4.2.3 de l'Avenant n° 12 relatif à la récupération des Coûts Pétroliers complète ainsi qu'il suit le premier paragraphe de

L'article 4.2 de l'Avenant 6,

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

2.3 L'Article 2.4.3 de l'Avenant n°12, est remplacé par les dispositions suivantes :

Les articles 4.3, 4.4 et 4.5 de l'Avenant n°6 sont complétés et modifiés comme il est indiqué ci-après, les autres dispositions non reprises dans cet article demeurant inchangées :

* 4.3 Afin de tenir compte des situations particulières qui résulteraient de prix bas des hydrocarbures liquides, les Parties conviennent des dispositions suivantes :

4.3.1 Pour ce qui concerne les hydrocarbures issus des Zones A, B et C:

- 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) $7/10^e$ 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) (iii) $8,4/10^e$ 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) 8,4 Dollars par baril par la Production Nette de la Qualité d'Hydrocarbures Liquides concernée issue de la Zone B, exprimée en barils

4.3.2: Pour ce qui concerne les hydrocarbures issus de la Zone D

(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 $7/10^e$ 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 $6,5/10^e$ 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 4.3.1 ci-dessus pour la Zone B ;

4.4 de l'Avenant 6 est complété et modifié comme il est indiqué ci-après, les autres dispositions non reprises dans cet article demeurant inchangées :

4.4.1 : Pour ce qui concerne les hydrocarbures issus des Zones A, B et C

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.

4.4.2 : Pour ce qui concerne les hydrocarbures issus de la Zone D,

(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 (ou la valeur actualisée à la date de mise en production) 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 4.4.1 ci-dessus pour la Zone B sous réserve des dispositions ci- après du présent article 4.4.2 (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 (valeur actualisée) par baril et plafonné à 32 Dollars (valeur non actualisée), 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 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 (valeur non actualisée).

(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 4.4.1 ci-dessus pour la Zone B.

2.4 L'Article 2.5 de l'Avenant n°12, relatif au Partage de production (article 5 de l'Avenant 6) est complété ou modifié comme il est indiqué ci-après, les autres dispositions non reprises dans le présent article demeurant inchangées.

Il est ajouté un article 5.1.4 nouveau ainsi libellé:

5.1.4 S'agissant de la Zone D,

(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 4 à l'Avenant 6 ci-dessus (la Quantité Prélevée D ») et ;

- dans le cas de l'application de la clause 5.2, 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 5.2.2 ci-après.

(ii) Le Profit Oil D du permis d'exploitation, déterminé en application de la clause 5.1.4 (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 5.1.2 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 4.3.2 (a) ou 4.4.2 (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, en ce qui concerne le partage du Profit Oil, les conditions prévues pour la Zone B seront applicables à la Zone D.

L'article précédemment numéroté 5.1.4 dans l'article 2.5 de l'Avenant 12 devient l'article 5.1.5 ainsi libellé

a 5.1.5- 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 5.1.1 à 5.1.4 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 5.2 sont regroupées dans un article 5.2.1. et s'appliquent désormais aux Zones A, B et C.

Il est ajouté un article 5.2.2 nouveau ainsi libellé :

« 5.2.2. S'agissant de la Zone D :

(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 : $(65\% - (65\% \times 25\$ \text{ valeur actualisée} / \text{Prix Fixé})) \times \text{Production Nette correspondante}$;

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

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 compo-

sant 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 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 2.6 de l'Avenant n°12 relatif au Régime fiscal, est modifié de la manière suivante « La clause 6.1 est complétée comme suit

« 6.1 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 visées sous la présente clause 6.1. (b) constitueront des Coûts Pétroliers.

La clause 6.2 se lit désormais comme suit :

6.2 La part d'hydrocarbures liquides revenant au Contracteur à l'issue des affectations et des partages définis aux Articles 4 et 5 ci-dessus 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 4 et 5 ci-dessus 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 5.1.2 (ii) ci-dessus, 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 de 100 Millions de barils de production cumulée 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 de 100 Millions de barils de production cumulée 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.

Les dispositions du présent Article 6 s'appliquent séparément à chaque entité composant le Contracteur pour l'ensemble des Travaux Pétroliers sans solidarité aucune entre elles. »

Les clauses 6.3 et 6.4 de l'Article 6 restent inchangées. »

La clause 6.5 de l'Avenant n°6, telle que créée par l'Avenant n°12 est complétée par un troisième paragraphe nouveau ainsi libellé :

« Les dispositions ci-dessus sont applicables, mutatis mutandis, à la Zone D ».

2.6 L'Article 2.7 de l'Avenant n°12 - relatif à l'Article 8 de l'Avenant n°6 - Propriété, prix et disposition des Hydrocarbures, la clause 8.2 est modifiée de la façon suivante:

« 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 4, 5 et 6 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, déter-

miné en US Dollar par Baril... »

La suite du paragraphe reste inchangée.

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.

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 parties ont d'ores et déjà convenu dans l'accord signé entre elles le 13 octobre 1998 du paiement, par Total E&P Congo pour le compte des autres membres du Groupe Contracteur à l'exclusion de la Société Nationale des Pétroles du Congo, d'un bonus de dix millions de dollars, en contrepartie de l'octroi du Permis d'Exploitation Moho-Bilondo.

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 complété par l'article 2.4.1 de l'Avenant 12 de 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 visés à l'article 4.2 ne constituent pas des Coûts Pétroliers.

Article 5 : Détachement de personnel au titre de la Zone D

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 dans le cadre du projet relatif au développement 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 constitué des Coûts Pétroliers.

Article 6 : Entrée en vigueur du présent Avenant

Le présent Avenant n°15 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°3 au Contrat de Partage de Production Haute Mer en date du 21 Avril 1004.

Pour la République du Congo

Ministre d'Etat, Ministre des Hydrocarbures
M. J-B. TATI LOUTARD,
Ministre de l'Economie, des Finances et du Budget
M.P. ISSOIBEKA

Pour la société TOTAL S.A.

M. Ch. de MARGERIE, Directeur Général Exploration Production
Fait en quatre (4) exemplaires, le _____ 2005