PARLEMENT

REPUBLIQUE DU CONGO

Unité*Travail*Progrès

Loi n° 32 - 2014 du 13 juin 2014

portant approbation de l'avenant n°11 du 30 janvier 2014 à la convention d'établissement signée le 11 novembre 1968 entre la République du Congo et la société Agip S.P.A

L'ASSEMBLEE NATIONALE ET LE SENAT ONT DELIBERE ET ADOPTE ;

LE PRESIDENT DE LA REPUBLIQUE PROMULGUE LA LOI DONT LA TENEUR SUIT :

Article premier : Est approuvé l'avenant n°11 du 30 janvier 2014 à la convention d'établissement du 11 novembre 1968 entre la République du Congo et la société Agip S.P.A, signé entre la République du Congo et les sociétés Eni S.P.A et Eni Congo S.A, 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 juin 2014

Denis SASSOU-N'GUESSO.-

Par le Président de la République,

Le ministre des hydrocarbures,

André Raphaël LOEMBA.-

Le ministre d'Etat, ministre de l'économie, des finances, du plan, du portefeuille public et de l'intégration,

Gilbert ONDONGO.-

AVENANT N° 11 A LA CONVENTION D'ETABLISSEMENT

ENTRE

LA REPUBLIQUE DU CONGO

ET

LES SOCIETES ENI S.P.A. ET ENI CONGO S.A.

- Vu la convention d'établissement du 11 novembre 1968 entre la République du CONGO et Agip S.p.A. approuvée par l'ordonnance n° 8-68 du 29 novembre 1968 ;
- Vu les avenants n^{os} 1 et 2 à la convention d'établissement du 11 novembre 1968, approuvés par l'ordonnance n°22-73 du 7 juillet 1973 ;
- Vu l'avenant n° 3 à la convention d'établissement du 11 novembre 1968, approuvé par l'ordonnance n° 045-77 du 21 novembre 1977 ;
- Vu l'avenant n° 4 à la convention d'établissement du 11 novembre 1968, approuvé par l'ordonnance n° 019-89 du 30 août 1989 ;
- Vu l'accord du 16 Mars 1989, approuvé par l'ordonnance n° 021-89 du 1er septembre 1989 ;
- Vu l'avenant n° 5 à la convention d'établissement du 11 novembre 1968, approuvé par la loi n° 09-94 du 6 juin 1994 ;
- Vu l'avenant n° 6 à la convention d'établissement du 11 novembre 1968, approuvé par la loi n° 10-94 du 6 juin 1994 ;
- Vu l'avenant n° 7 à la convention d'établissement du 11 novembre 1968, approuvé par la loi n° 27-95 du 5 décembre 1995 ;
- Vu l'avenant n° 8 à la convention d'établissement du 11 novembre 1968, approuvé par la loi n° 28-95 du 5 décembre 1995 ;
- Vu l'avenant n° 9 à la convention d'établissement du 11 novembre 1968, approuvé par la loi n° 3-2006 du 30 mars 2006 ;
- Vu l'avenant n° 10 à la convention d'établissement du 11 novembre 1968, approuvé par la loi n° 2-2008 du 22 janvier 2008.

LE PRESENT AVENANT EST CONCLU ENTRE :

La **République du Congo**, représentée par Monsieur **Gilbert ONDONGO**, Ministre d'Etat, Ministre de l'Economie, des Finances, du Plan, du Portefeuille Public et de l'Intégration et par Monsieur **André Raphaël LOEMBA**, Ministre des Hydrocarbures, dûment habilités aux fins des présentes, (ci-après dénommée le «**Congo** »),

D'une part,

Et

Eni S.p.A., société par actions de droit italien, dont le siège social est situé à Via Emilia 1, 20097 San Donato Milanese (Mi), Italie, représentée par Monsieur **Claudio DESCALZI**, Directeur Général de la Division Exploitation et Production, dûment habilité aux fins des présentes (ci-après dénommée « **Eni S.p.A.** »),

Et

ENI CONGO S.A., antérieurement dénommée « **Agip Recherches Congo** » puis « **Agip Congo** », société anonyme de droit congolais, dont le siège social est sis avenue Charles-de-Gaulle, boîte postale 706, Pointe-Noire, République du Congo, immatriculée au Registre du Commerce et du Crédit Mobilier du Greffe du Tribunal de Commerce de Pointe-Noire sous le numéro RCCM 2007 M 287, représentée par Monsieur **Lorenzo FIORILLO**, Directeur Général, dûment habilité aux fins des présentes (ci-après dénommée « **Eni Congo**»),

D'autre part,

Le Congo, Eni S.p.A. et Eni Congo étant ci-après dénommées collectivement les « **Parties** » ou individuellement une « **Partie** ».

ETANT PREALABLEMENT RAPPELE QUE :

(A) Eni Congo exerce ses activités pétrolières au Congo dans le cadre de la convention d'établissement signée avec le Congo le 11 Novembre 1968 (la « **Convention d'Etablissement** »), telle que modifiée par les avenants un à dix ainsi que par l'accord du 16 Mars 1989 (l'ensemble de ces textes étant ci-après désigné la « **Convention** ») ;

(B) Par décret n°86-745 du 3 juin 1986, il a été octroyé un permis d'exploitation dit « Zatchi Marine » à Eni Congo ;

(C) Par décret n° 73-169 du 21 mai 1973, il a été octroyé une concession dite « Loango Est » à Eni Congo, laquelle a été unitisée, par accord d'unitisation du 6 janvier 1975, avec la concession dite « Loango Ouest » octroyée à la société Elf Congo par décret n° 73-168 du 21 mai 1973 ;

(D) En application de l'avenant n° 8 à la Convention d'Etablissement, le Congo et Eni Congo ont négocié et arrêté les modalités de leur coopération aux fins d'évaluation, de mise en développement et d'exploitation des concessions et permis d'exploitation issus de l'ancien permis de recherche de type « A » dit « Madingo Maritime » attribué à Eni Congo par décret n° 68-660 29 novembre 1968. Ces modalités ont étés reprises et complétées dans le contrat de partage de production conclu en date du 23 novembre 1995 entre le Congo, Eni Congo et la société Total E&P Congo (anciennement dénommée Elf Congo), (le « **Contrat de Partage de Production Madingo Maritime** ») ;

(E) Par décret n°2005-308 du 20 juillet 2005, le permis d'exploitation dit « Ikalou-Ikalou Sud » a été octroyé à Eni Congo ;

(F) Le Contrat de Partage de Production Madingo Maritime a été modifié par les avenants n° 1 et n° 2 du 19 août 2005 ;

(G) Le Congo a exprimé sa volonté d'exploiter de façon optimale ses ressources en hydrocarbures liquides et gazeux et de promouvoir leur développement industriel à long terme ;

(H) Constatant l'existence de réserves en hydrocarbures pouvant encore faire l'objet d'une exploitation économiquement rentable dans la zone géographique Madingo Maritime, Eni Congo a fait part au Congo de son souhait de financer et conduire les travaux destinés à permettre une exploitation optimale de ces réserves ;

(I) En raison de l'ampleur des investissements requis, les Parties sont convenues d'aménager le régime applicable à la concession Loango et aux permis d'exploitation Zatchi Marine et Ikalou-Ikalou Sud afin d'appliquer à la zone de Madingo Maritime des conditions adaptées au projet de mise en valeur de ses réserves en hydrocarbures ; ce qu'elles ont formalisé dans deux accords en date du 19 JUIL. 2013 2013. Ces accords ont eu pour objet :

(i) d'arrêter les conditions de restitution par anticipation des titres miniers d'hydrocarbures visés aux paragraphes (B) et (C) et d'attribution concomitante des nouveaux permis d'exploitation à la Société Nationale de Pétroles du Congo (ci-après dénommée « **SNPC** »), en association avec Eni Congo et la société Total E&P Congo sur le périmètre couvert par ces titres miniers d'hydrocarbures, et

(ii) d'aménager des conditions particulières pour le titre minier d'hydrocarbures visé au paragraphe (E) ;

(J) Les Parties ont convenu de formaliser les conditions applicables au projet de mise en valeur des réserves en hydrocarbures de la zone de Madingo Maritime par le présent avenant à la Convention et les avenant n° 3 et n° 4 au Contrat de Partage de Production Madingo Maritime et par deux nouveaux contrats de partage de production respectivement pour les zones couvertes par la concession Loango et le permis d'exploitation Zatchi Marine.

IL A ENSUITE ETE CONVENU CE QUI SUIT:

1. **OBJET ET CHAMP D'APPLICATION**

1.1 Le présent avenant a pour objet de définir le régime applicable aux Permis d'Exploitation, à compter de la date d'effet définie à l'article 7 ci-dessous et, à cet effet, de modifier et compléter les termes de la Convention (« Avenant »).

1.2 Les Parties conviennent que tous les avantages accordés à la société Eni Congo par la Convention en tant qu'Opérateur dans le cadre des activités d'exploitation des Permis Loango II et Zatchi II sont étendus à toutes les entités composant le Contracteur, exclusivement pour les activités liées aux Permis Loango II et Zatchi II, même si Eni Congo n'est pas le titulaire des Permis Loango II et Zatchi II.

1.3 Toutes les dispositions et définitions de la Convention qui ne sont pas modifiées et complétées par l'Avenant demeurent applicables en l'état. Les termes définis utilisés dans l'Avenant ont la signification qui leur est donnée dans la Convention, sous réserve des modifications et compléments apportés par l'article 2 ci-dessous.

2. **DEFINITIONS**

2.1 Pour les besoins de l'Avenant, il est attribué la signification suivante aux termes ci-dessous :

- « **Code des Hydrocarbures** » désigne la loi n° 24-94 du 23 août 1994 portant Code des hydrocarbures ;

- « **Concession Loango** » désigne la concession dite « Loango Est » attribuée à Eni Congo (société alors dénommée Agip Recherches Congo) par décret n° 73-169 du 21 mai 1973 et la concession dite « Loango Ouest » attribuée à Elf Congo par décret n° 73-168 du 21 mai 1973, unitisées par un accord en date du 6 janvier 1975 ;

- « **Contracteur** », désigne, pour les Permis Zatchi II et Loango II, l'ensemble constitué par la SNPC, Eni Congo et TEP Congo et toute autre entité à laquelle la SNPC, Eni Congo ou TEP Congo pourrait céder un intérêt dans les droits et obligations des contrats de partage de production desdits Permis. Pour le Permis Ikalou-Ikalou Sud, il désigne Eni Congo et toute autre entité à laquelle Eni Congo pourrait céder un intérêt dans les droits et obligations du Contrat de Partage de Production Madingo Maritime.

- « **Contrat de Partage de Production Madingo Maritime** » a le sens qui lui est donné au paragraphe D du préambule ;

- « **Convention** » a le sens qui lui est donné au paragraphe A du préambule ;

- « **Convention d'Etablissement** » a le sens qui lui est donné au paragraphe A du préambule ;

- « **Cost Oil** » désigne la part de la Production Nette affectée au remboursement des Coûts Pétroliers d'un Permis d'Exploitation ;

- « **Cost Oil Garanti** » désigne, pour les Permis Zatchi II, Loango II et Ikalou-Ikalou Sud, le niveau minimal de récupération des Coûts Pétroliers, quels que soient le Prix Fixé et le Prix Haut et le niveau de la Production Nette cumulée, et dont les modalités de calcul sont définies à l'article 6.1.6 ;

- « **Cost Stop** » a le sens qui lui est donné à l'article 6.1.4 ;

- « **Coûts Pétroliers** » désigne toutes les dépenses et provisions liées aux Travaux Pétroliers, c'est-à-dire, les dépenses effectivement encourues et payables par le Contracteur ainsi que les provisions constituées par le Contracteur du fait des Travaux Pétroliers, calculées conformément à la Procédure Comptable.

- « **Deuxième Période** » a le sens qui lui est donné à l'article 6.1.3 (B);

- « **Excess Oil** » a le sens qui lui est donné à l'article 6.1.5 ;

- « **Hydrocarbures Gazeux** » désigne le gaz naturel, associé ou non-associé aux Hydrocarbures Liquides, comprenant principalement du méthane et de l'éthane, qui, à 15°C et à la pression atmosphérique (conditions standard), sont à l'état gazeux, et qui sont découverts et/ou produits sur un Permis d'Exploitation ;

- « **Hydrocarbures Liquides** » désigne les hydrocarbures associés et/ou non-associés aux Hydrocarbures Gazeux (y compris le GPL et les condensats) découverts et/ou produits sur un Permis d'Exploitation à l'exception des Hydrocarbures Gazeux ;

- « **Opérateur** » désigne Eni Congo ;

- « **Permis** » désigne la zone géographique couverte par un Permis d'Exploitation;

- « **Permis d'Exploitation** » désigne collectivement ou individuellement, selon les cas, le Permis Ikalou-Ikalou Sud, le Permis Loango II et le Permis Zatchi II;

- « **Permis Ikalou-Ikalou Sud** », désigne le permis d'exploitation dit « Ikalou-Ikalou Sud » attribué à Eni Congo par décret n° 2005-309 du 20 juillet 2005 ;

- « **Permis Loango II** » désigne le permis d'exploitation attribué à la SNPC sur la zone géographique anciennement couverte par la Concession Loango ;

- « **Permis Zatchi II** » désigne le permis d'exploitation attribué à la SNPC sur la zone géographique anciennement couverte par le Permis Zatchi Marine ;

- « **Première Période** » ou « **Période d'Accélération** » : a le sens qui lui est donné à

l'article 6.1.3 (A) ;

- « **Permis Zatchi Marine** » désigne le permis d'exploitation dit « Zatchi Marine » octroyé à Eni Congo (société alors dénommée Agip Recherches Congo) par décret n° 86-745 du 3 juin 1986 ;

- « **PID** » a la signification qui lui est donnée à l'article 6.1.2 (A).

- « **Prix Fixé** » désigne la valeur d'une qualité d'Hydrocarbures Liquides, FOB terminal de chargement au Congo, sur le marché international, exprimée en Dollars par Baril, et déterminé paritairement pour chaque mois par le Congo et les Contracteurs ;

- « **Prix Haut** » désigne le prix par Baril tel que visé à l'article 6.1.3;

- « **Profit Oil** » désigne la quantité d'Hydrocarbures Liquides égale à la Production Nette diminuée :

  - de la part de la Redevance Minière Proportionnelle revenant à l'Etat au titre de la Production Nette d'un Permis d'Exploitation ;
  - du Cost Oil ;
  - de l'Excess Oil ; et
  - du Super Profit Oil. ;

- « **Réglementation Pétrolière** » désigne le Code des Hydrocarbures et ses textes d'application;

- « **SNPC** » désigne la Société Nationale des Pétroles du Congo ;

- « **Super Profit Oil** » désigne pour les Permis Zatchi II et Loango II, si le Prix Fixé est supérieur au Prix Haut, la part d'Hydrocarbures Liquides qui, valorisée au Prix Fixé, est équivalente à la différence entre la Production Nette valorisée au Prix Fixé et cette même Production Nette valorisée au Prix Haut, diminuée de la Redevance Minière appliquée à cette même différence et de la différence entre le Cost Oil, valorisé au Prix Fixé et le Cost Stop (si le Cost Oil valorisé au Prix Fixé est supérieur au Cost Stop). Il est partagé entre le Congo et le Contracteur comme indiqué aux Articles 6.2.1 pour le Permis Loango II et 6.3.1 pour le Permis Zatchi II du présent Avenant ;

- « **TEP Congo** » désigne Total E&P Congo, société anonyme de droit congolais dont le siège social est situé à Pointe Noire, République du Congo ;

2.2 Pour les Permis Loango II et Zatchi II, les définitions suivantes de la Convention sont supprimées : « Cost Oil des Permis », « Cost Oil des Permis Associés », « Cost Stop des Permis » et « Cost Stop des Permis Associés ».

3. MODALITES DE RESTITUTION AU CONGO DE LA CONCESSION LOANGO ET DU PERMIS ZATCHI MARINE

A la demande du Congo, Eni Congo convient de restituer la Concession Loango et le Permis Zatchi Marine au Congo. Concomitamment à cette restitution, les Permis Zatchi II et Loango II sont octroyés à la SNPC par décret, conformément à l'article 17 du Code des Hydrocarbures et à l'article 3 du décret n° 2008-15 du 11 février 2008 fixant la procédure d'attribution des titres miniers d'hydrocarbures liquides ou gazeux.

Les Parties conviennent que l'opération décrite ci-dessus est effective au 1er octobre 2013, sous réserve de la promulgation de la loi portant approbation de l'Avenant.

4. REGIME APPLICABLE

4.1 Permis Ikalou-Ikalou Sud

Les opérations de mise en développement, de mise en valeur et d'exploitation d'hydrocarbures dans la zone géographique couverte par le Permis Ikalou-Ikalou Sud sont régies par les dispositions de la Convention, telles que modifiées par l'Avenant, et les dispositions des avenants n° 3 et 4 au Contrat de Partage de Production Madingo Maritime conclus entre le Congo et le Contracteur en application du présent Avenant.

L'avenant n° 3 au Contrat de Partage de Production Madingo Maritime a pour objet d'exclure de son champ d'application les zones géographiques couvertes par la Concession Loango et le Permis Zatchi Marine et d'acter la sortie de Total E&P du Contrat de Partage de Production Madingo Maritime.

L'avenant n° 4 au Contrat de Partage de Production Madingo Maritime a pour objet, notamment, d'introduire le principe du Cost Oil Garanti sur la zone géographique couverte par le Permis Ikalou-Ikalou Sud.

4.2 Permis Loango II et Zatchi II

Les Parties conviennent que les opérations de mise en développement, de mise en valeur et d'exploitation d'hydrocarbures dans les zones géographiques couvertes par les Permis Zatchi II et Loango II seront réalisées selon un régime de partage de production résultant des dispositions de la Convention, telles que modifiées par l'Avenant, et des contrats de partage de production qui seront conclus entre le Congo et le Contracteur en application du présent Avenant.

Les Parties conviennent également qu'un contrat d'association sera conclu entre les entités composant le Contracteur afin de fixer les conditions dans lesquelles lesdites entités réaliseront les opérations d'exploitation d'hydrocarbures dans les zones géographiques couvertes par les Permis Zatchi II et Loango II.

Eni Congo assumera les fonctions d'Opérateur des Permis d'Exploitation. Les pourcentages de participation sur les Permis Zatchi II et Loango II seront répartis comme suit :

Permis Loango II:

- SNPC (dont la participation n'est pas portée) : 15 % ;
- Eni Congo : 42,5 % ; et
- TEP Congo : 42, 5 %.

Permis Zatchi II :

- SNPC (dont la participation n'est pas portée) : 15 % ;
- Eni Congo : 55,25 % ; et
- TEP Congo : 29, 75 %.

Chaque entité composant le Contracteur, y compris la SNPC, assurera pour son propre compte, le financement des activités sur les zones géographiques couvertes par les Permis Zatchi II et Loango II à hauteur du pourcentage de sa participation.

5. DUREE

5.1 Application de la Convention aux Permis Loango II et Zatchi II

Les dispositions de la Convention, telle que modifiée par le présent Avenant, s'appliquent aux Permis Loango II et Zatchi II pendant la durée de leur validité définie à l'article 5.2 ci-dessous, étant entendu que les Permis Loango II et Zatchi II ne pourront pas bénéficier des dispositions plus favorables qui viendraient à être octroyées à d'autres permis par voie d'avenants à la Convention, sauf accord contraire des Parties. En cas de contradiction entre le présent Avenant et la Convention les dispositions du présent Avenant prévalent pour les Permis Loango II et Zatchi II.

5.2 Durée des Permis Zatchi II et Loango II

La durée des Permis Loango II et Zatchi II est de vingt (20) ans. Elle sera prorogée pour une durée de cinq (5) ans dans les conditions prévues par le Code des Hydrocarbures si les réserves restantes à l'issue de la première période de validité sont démontrées économiquement exploitables.

5.3 Durée du régime fiscal

Sauf prorogation, le régime fiscal résultant des dispositions de la Convention, telle que modifiée par l'Avenant expirera, pour les Permis d'Exploitation, à la date de leur expiration.

6. REGIME ECONOMIQUE ET FISCAL

6.1 Principes communs aux Permis Loango II et Zatchi II

6.1.1 Régime fiscal

(A) Chacun des Permis Zatchi II et Loango II fait l'objet d'une comptabilité séparée sans que puisse s'opérer une quelconque consolidation des pertes et des profits entre eux.

(B) Le taux de la redevance minière proportionnelle s'appliquant à la Production Nette des Permis Zatchi II et Loango II est fixé à quinze pour cent (15 %), conformément à l'article 47 du Code des Hydrocarbures.

(C) Les quantités d'Hydrocarbures Liquides consommées par le Contracteur au cours des Travaux Pétroliers sont assujetties au paiement en espèces de la Redevance Minière proportionnelle au taux de quinze pour cent (15%). Les dépenses correspondantes constituent des Coûts Pétroliers.

(D) Sous réserve des conditions particulières prévues ci-dessus et de celles déterminées d'accord parties dans le cadre des contrats de partage de production relatifs aux Permis Zatchi II et Loango II, les Permis Zatchi II et Loango II seront régis par les dispositions de la Convention modifiée par le présent Avenant.

6.1.2 Provision pour investissements diversifiés et provision pour abandon

(A) Le montant de la provision pour investissements diversifiés (la « **PID** ») est fixé à un pour cent (1 %) de la valeur au(x) Prix Fixé(s) de la Production Nette de chaque zone géographique couverte par un Permis.

(B) Tous les montants provisionnés après la Date d'Effet seront placés sur un compte séquestre. Les modalités de constitution des provisions pour abandon après la Date d'Effet et les modalités de gestion du compte séquestre seront fixées d'accord Parties.

(C) Les provisions pour abandon constituées jusqu'à la Date d'Effet par Eni Congo et TEP Congo conformément au CPP Madingo Maritime afin de couvrir les coûts afférents à l'abandon et au démantèlement des installations situées dans les zones couvertes par les Permis Zatchi II et Loango II seront reportées dans la comptabilité des Permis Zatchi II et Loango II, selon les modalités à convenir d'accord Parties.

(D) La valeur des provisions constituées jusqu'au 31 décembre 2012 est de cent et un (101) millions de Dollars pour la Concession Loango et de cent vingt-quatre (124) millions de Dollars pour le Permis Zatchi Marine. La valeur définitive de ces provisions constituées à la Date d'Effet sera arrêtée à l'occasion des Comités de Gestion Extraordinaires de clôture de la Concession Loango et du Permis Zatchi Marine.

(E) Les montants affectés à la PID et aux provisions pour abandon constituent des Coûts Pétroliers récupérables. La récupération des Coûts Pétroliers, y compris les provisions pour abandon et la PID, se fera de la même manière, au moyen et dans les limites du Cost Oil.

6.1.3 Valeur du Prix Haut

(A) La valeur du Prix Haut de chacun des Permis Zatchi II et Loango II est fixée à quatre-vingt-dix (90) Dollars par Baril pendant une période d'accélération de six (6) ans à compter de la Date d'Effet (la « **Première Période** » ou « **Période d'Accélération** »).

(B) A l'issue de la Période d'Accélération et jusqu'à la date d'expiration des Permis Zatchi II et Loango II (la « **Deuxième Période** »), la valeur du Prix Haut est fixée à trente-deux (32) Dollars par Baril.

(C) La valeur du Prix Haut visée aux paragraphes (A) et (B) ci-dessus est celle du 1er octobre 2013 et sera actualisée trimestriellement à compter de la Date d'Effet par application de l'indice d'inflation du produit intérieur brut des Etats-Unis d'Amérique, tel que publié par l'OCDE dans sa revue mensuelle à la page « *National Accounts* » sous les références « *National Income and Product – Etats-Unis-Implicit Price Level* ».

6.1.4 Cost Stop

Le Cost Stop est égal au produit de la Production Nette, exprimée en Barils, par le moins élevé entre le Prix Fixé et le Prix Haut et multiplié par soixante pour cent (60 %) pendant la Première Période et par cinquante pour cent (50 %) pendant la Deuxième Période. Le Cost Stop représente la limite de récupération des Coûts Pétroliers, sauf application du Cost Oil Garanti.

Les Coûts Pétroliers non récupérés sur une Année Civile seront reportés sur l'Année Civile suivante jusqu'à la date de récupération totale ou jusqu'à la date d'expiration du contrat de partage de production concerné si celle-ci survient avant.

6.1.5 Excess Oil

Si, au cours d'une Année Civile, le montant cumulé des Coûts Pétroliers à récupérer est inférieur au Cost Stop, le Cost Oil correspondra à la part de la Production Nette qui, valorisée au Prix Fixé, permet le remboursement des Coûts Pétroliers à récupérer. Dans ce cas, l'écart entre le Cost Oil et la part de la Production Nette qui, valorisée au Prix Fixé, permettrait d'atteindre le Cost Stop est l'« **Excess Oil** ». Il est partagé suivant les dispositions des articles 6.2, 6.3 et 6.4 suivants.

6.1.6 Cost Oil Garanti

Si, au cours de la Deuxième Période, dans une Année Civile, le montant cumulé des Coûts Pétroliers à récupérer est supérieur au Cost Stop :

(A) Si ce montant cumulé des Coûts Pétroliers à récupérer est inférieur à trente-trois pour cent (33 %) de la Production Nette valorisée au Prix Fixé, le Cost Oil correspondra à la part de la Production Nette qui, valorisée au Prix Fixé, permet le remboursement du montant cumulé des Coûts Pétroliers à récupérer. La différence entre les 33% de la Production Nette et le Cost Oil ne constitue pas de l'Excess Oil.

(B) Si ce montant cumulé des Coûts Pétroliers à récupérer est supérieur à trente-trois pour cent (33 %) de la Production Nette valorisée au Prix Fixé, le Cost Oil sera égal au plus élevé entre trente-trois pour cent (33 %) de la Production Nette et la Part de Production Nette qui, valorisée au Prix Fixé, est égal au Cost Stop. Les Coûts Pétroliers non récupérés seront reportés sur l'Année Civile suivante jusqu'à la date de récupération totale ou jusqu'à la date d'expiration du contrat de partage de production concerné si celle-ci survient avant.

6.1.7 Formation du personnel congolais

Le budget annuel alloué aux besoins de formation exprimés par le Congo sera de deux cent mille Dollars (200.000) pour chacun des Permis Zatchi II et Loango II. Ce montant constitue un Coûts Pétrolier récupérable .

6.1.8 Budget de l'Audit

Les frais afférents à la vérification des livres et écritures comptables du Contracteur constituent un Coût Pétrolier, dans la limite d'un montant annuel de cent mille (100.000) Dollars pour chacun des Permis Zatchi II et Loango II.

6.2 **Conditions fiscales applicables au Permis Loango II**

Les conditions suivantes s'appliquent au Permis Loango II :

6.2.1 Le partage de la production sera effectué conformément aux principes suivants :

(A) Si la production cumulée à compter de la Date d'Effet est inférieure ou égale à cent cinquante millions (150.000.000) de Barils :

(1) Profit Oil : cinquante pour cent (50 %) pour le Congo et cinquante pour cent (50 %) pour le Contracteur ;

(2) Excess Oil : cinquante pour cent (50 %) pour le Congo et cinquante pour cent (50 %) pour le Contracteur ;

(3) Super Profit Oil : soixante-six pour cent (66 %) pour le Congo et trente-quatre pour cent (34 %) pour le Contracteur ; et

(B) Si la production cumulée à compter de la Date d'Effet est supérieure à cent cinquante millions (150.000.000) :

(1) Profit Oil : soixante-quinze pour cent (75 %) pour le Congo et vingt-cinq (25 %) pour le Contracteur ;

(2) Excess Oil : soixante-quinze pour cent (75 %) pour le Congo et vingt-cinq (25 %) pour le Contracteur ;

(3) Super Profit Oil : soixante-dix pour cent (70 %) pour le Congo et trente pour cent (30 %) pour le Contracteur.

6.2.2 Il sera appliqué une majoration de quinze pour cent (15 %) sur les montants des investissements réalisés dans le cadre du projet de mise en valeur des réserves d'hydrocarbures (Capex) à partir de la Date d'Effet, dans la limite d'un montant total cumulé égal à trois-cent soixante millions (360.000 000) de Dollars.

6.3 **Conditions fiscales applicables au Permis Zatchi II**

Il sera fait application des conditions particulières suivantes au Permis Zatchi II :

6.3.1 Le partage de la production sera effectué conformément aux principes suivants :

(A) Si la production cumulée à compter de la Date d'Effet est inférieure ou égale à cinquante millions (50.000.000) de Barils :

(1) Profit Oil : cinquante pour cent (50 %) pour le Congo et cinquante pour cent (50 %) pour le Contracteur ;

(2) Excess Oil : cinquante pour cent (50 %) pour le Congo et cinquante pour cent (50 %) pour le Contracteur ;

(3) Super Profit Oil : soixante-six pour cent (66 %) pour le Congo et trente-quatre pour cent (34 %) pour le Contracteur ;

(B) Si la production cumulée à compter de la Date d'Effet est supérieure à cinquante millions (50.000.000) de Barils et inférieure ou égale à cent millions (100.000.000) de Barils :

(1) Profit Oil : cinquante-cinq pour cent (55 %) pour le Congo et quarante-cinq pour cent (45 %) pour le Contracteur ;

(2) Excess Oil : cinquante pour cent (50 %) pour le Congo et cinquante pour cent (50 %) pour le Contracteur ;

(3) Super Profit Oil : soixante-six pour cent (66 %) pour le Congo et trente-quatre pour cent (34 %) pour le Contracteur ; et

(C) Si la production cumulée à compter de la Date d'Effet est supérieure à cent millions (100.000.000) de Barils :

(1) Profit Oil : soixante-dix pour cent (70 %) pour lee Congo et trente pour cent (30 %) pour le Contracteur ;

(2) Excess Cost Oil : quatre-vingt pour cent (80 %) pour le Congo et vingt pour cent (20 %) pour le Contracteur ;

(3) Super Profit Oil : soixante-dix pour cent (70 %) pour le Congo et trente pour cent (30 %) pour le Contracteur.

6.4 Régime économique et fiscal applicable au Permis Ikalou-Ikalou Sud

6.4.1 Cost Oil Garanti

(A) Si, dans une Année Civile, le montant cumulé des Coûts Pétroliers à récupérer est inférieur à vingt-huit pour cent (28 %) de la Production Nette du Permis Ikalou-Ikalou Sud valorisée au Prix Fixé, le Cost Oil correspondra à la part de la Production Nette du Permis Ikalou-Ikalou Sud qui, valorisée au Prix Fixé, permet le remboursement du montant cumulé des Coûts Pétroliers à récupérer.
La différence entre les 28% de la Production Nette du Permis Ikalou-Ikalou Sud et le Cost Oil ne constitue pas de l'Excess Oil.

(B) Si, dans une Année Civile, le montant cumulé des Coûts Pétroliers à récupérer est supérieur à vingt-huit pour cent (28 %) de la Production Nette du Permis Ikalou-Ikalou Sud valorisée au Prix Fixé, le Cost Oil sera égal au plus élevé entre vingt-huit pour cent (28 %) de la Production Nette du Permis Ikalou-Ikalou Sud et la part de la Production Nette du Permis Ikalou-Ikalou Sud qui, valorisée au Prix Fixé est égal au Cost Stop. Les Coûts Pétroliers non récupérés seront reportés sur les Années Civiles suivantes jusqu'à la date de récupération totale ou jusqu'à la date d'expiration du CPP Madingo Maritime si celle-ci survient avant.
Les Parties conviennent que le Cost Oil Garanti s'applique au Permis Ikalou-Ikalou Sud quels que soient le Prix Fixé et le Prix Haut visé à l'art 7.2 du CPP Madingo Maritime et quel que soit le niveau de la production cumulée.

6.4.2 Formation du personnel congolais

Le budget annuel alloué aux besoins de formation exprimés par le Congo sera de deux cent mille Dollars (200.000).

6.4.3 Budget de l'Audit

Les frais afférents à la vérification des livres et écritures comptables du Contracteur constituent pour le Contracteur un Coût Pétrolier, dans la limite d'un montant annuel de cent mille (100.000) Dollars.

7. DATE D'ENTREE EN VIGUEUR ET DATE D'EFFET

Le présent Avenant entrera en vigueur à la date de la publication au Journal officiel des lois approuvant (i) cet Avenant, (ii) les avenants 3 et 4 au Contrat de Partage de Production Madingo Maritime et (iii) les contrats de partage de production des Permis Loango II et Zatchi II, avec effet au 1er octobre 2013 (la « **Date d'Effet** »).

Fait en quatre (4) exemplaires à Brazzaville, le 30 JAN. 2014

Pour la République du Congo

Monsieur **André Raphaël LOEMBA**
Ministre des Hydrocarbures

Monsieur **Gilbert ONDONGO,**
Ministre d'Etat, Ministre de l'Economie, des Finances, du Plan, du Portefeuille Public et de l'Intégration

Pour la société Eni S.p.A.

Monsieur **Claudio DESCALZI**
Directeur Général de la Division Exploration et Production

P.o

Pour la société Eni Congo

Monsieur **Lorenzo FIORILLO**
Directeur Général

ACCORD RELATIF AU REGIME APPLICABLE AU PERMIS D'EXPLOITATION IKALOU-IKALOU SUD

ENTRE LES SOUSSIGNEES :

La **REPUBLIQUE DU CONGO**, représentée par Monsieur Gilbert ONDONGO, Ministre d'Etat, Ministre de l'Economie, des Finances, du Plan, du Portefeuille Public et de l'Intégration et Monsieur André Raphaël LOEMBA, Ministre des Hydrocarbures, dûment habilités aux fins des présentes,

Ci-après dénommée le « **Congo** »,

D'UNE PART

ET

La **société ENI CONGO S.A.**, société anonyme de droit congolais, dont le siège social est sis avenue Charles-de-Gaulle, boîte postale 706, Pointe-Noire, République du Congo, immatriculée au Registre du Commerce et du Crédit Mobilier du Greffe du Tribunal de Commerce de Pointe Noire sous le numéro RCCM 2007 M 287, représentée par Monsieur Luca COSENTINO, Directeur Général, dûment habilité aux fins des présentes,

Ci-après dénommée « **Eni Congo** »,

DE SECONDE PART,

Le Congo et Eni Congo sont ci-après collectivement désignés les « **Parties** » et individuellement une « **Partie** ».

IL A PREALABLEMENT ETE EXPOSE QUE:

A. Eni Congo exerce ses activités pétrolières au Congo dans le cadre de la convention d'établissement signée avec le Congo le 11 novembre 1968, telle que modifiée par les avenants numéros un (1) à dix (10) ainsi que par l'accord du 16 mars 1989 (l'ensemble de ces textes étant ci-après désigné la « **Convention** ») ;

B. Par décret n° 2005-308 du 20 juillet 2005, le permis d'exploitation dit « Ikalou-Ikalou Sud » a été octroyé à Eni Congo (le « **Permis Ikalou-Ikalou Sud** ») ;

C. Le Congo, en sa qualité de pays producteur de pétrole, a exprimé son désir et sa volonté d'exploiter de façon optimale ses ressources en hydrocarbures liquides et gazeux et de promouvoir leur développement industriel à long terme à travers l'utilisation de nouvelles technologies et dans le respect des principes de développement durable et de responsabilité sociale et environnementale ;

D. Eni Congo entend coopérer à ce projet de valorisation des ressources en hydrocarbures liquides et gazeux en établissant un partenariat à long terme avec le Congo ;

F A cet effet, les Parties ont décidé d'aménager le régime applicable au Permis Ikalou-Ikalou Sud et ont négocié et arrêté les nouvelles conditions d'exercice des activités d'Eni Congo dans la zone couverte par le Permis Ikalou-Ikalou Sud (le « **Projet** ») ;

F. Les Parties sont parvenues à un accord sur les conditions de réalisation du Projet qu'elles ont décidé de formaliser et de préciser par le présent accord (l' « **Accord** »).

IL A ENSUITE ETE CONVENU CE QUI SUIT:

ARTICLE 1 : DEFINITIONS

1.1 Les termes définis au présent article auront pour l'ensemble de l'Accord la signification suivante :

« Accord »	a le sens qui lui est donné au paragraphe F du préambule ;
« Avenant N° 4 »	a la signification qui lui est donnée à l'article 4.1.1 (B) ;
« Avenant N° 11 »	a la signification qui lui est donnée à l'article 4.1.1 (A) ;
« Code des Hydrocarbures »	désigne la loi n° 24-94 du 23 août 1994 portant Code des hydrocarbures ;
« Congo »	désigne la République du Congo ;
« Convention »	a le sens qui lui est donné au paragraphe A du préambule ;
« Cost Oil Garanti »	désigne le niveau minimal de récupération des Coûts Pétroliers, quels que soient le Prix Fixé et le Prix Haut et le niveau de la Production Nette cumulée, et dont les modalités de calcul sont définies à l'article 3.1 ;
« CPP Madingo Maritime »	désigne le contrat de partage de production conclu entre le Congo et les sociétés Eni Congo (alors dénommée Agip Recherches Congo) et Total E&P Congo (alors dénommée Elf Congo) en date du 23 novembre 1995, tel que modifié par ses avenants successifs ;
« Excess Oil »	signifie la différence entre le Cost Stop du Permis Ikalou-Ikalou Sud et le Cost Oil du Permis Ikalou-Ikalou Sud;
« Feuille de Route »	a le sens qui lui est donné à l'article 4.2.1 ;
« Journal Officiel »	désigne le Journal officiel de la République du Congo ;
« Lois »	a le sens qui lui est donné à l'article 4.2.1 (B) ;
« Parlement »	désigne l'Assemblée Nationale et le Sénat du Congo ;
« Permis Ikalou-Ikalou Sud »	a le sens qui lui est donné au paragraphe B du préambule ;
« Projet »	a le sens qui lui est donné au paragraphe E du préambule ;
« Réglementation Pétrolière »	désigne le Code des Hydrocarbures et ses textes d'application.

1.2 Pour les besoins de l'Accord et sans préjudice des définitions visées à l'article 1.1 ci-dessus, les termes « Année Civile », « Contracteur », « Cost Oil des Permis », « Cost Stop des Permis », « Coûts Pétroliers », « Dollar », « Prix Fixé », « Prix Haut », « Production Nette » ont le sens qui leur est attribué à l'article 1 du CPP Madingo Maritime.

ARTICLE 2 : OBJET DE L'ACCORD

L'Accord a pour objet de modifier certaines conditions du régime applicable aux activités exercées par le Contracteur dans la zone du Permis Ikalou-Ikalou Sud et de définir les modalités de mise en œuvre du Projet.

ARTICLE 3 : CONDITIONS PARTICULIERES

Les Parties conviennent de modifier la Convention et le CPP Madingo Maritime par voie d'avenant afin d'y introduire les principes suivants, avec effet au 1er octobre 2013 :

3.1 Cost Oil Garanti

(A) Si, dans une Année Civile, le montant cumulé des Coûts Pétroliers à récupérer est inférieur à vingt-huit pour cent (28 %) de la Production Nette du Permis Ikalou-Ikalou Sud valorisée au Prix Fixé, le Cost Oil correspondra à la part de la Production Nette du Permis Ikalou-Ikalou Sud qui, valorisée au Prix Fixé, permet le remboursement du montant cumulé des Coûts Pétroliers à récupérer. La différence entre les 28 % de la Production Nette du Permis Ikalou-Ikalou Sud et le Cost Oil ne constitue pas de l'Excess Oil.

(B) Si, dans une Année Civile, le montant cumulé des Coûts Pétroliers à récupérer est supérieur à vingt-huit pour cent (28 %) de la Production Nette du Permis Ikalou-Ikalou Sud valorisée au Prix Fixé, le Cost Oil sera égal au plus élevé entre vingt-huit pour cent (28 %) de la Production Nette du Permis Ikalou-Ikalou Sud et la part de la Production Nette du Permis Ikalou-Ikalou Sud qui, valorisée au Prix Fixé, est égale au Cost Stop. Les Coûts Pétroliers non récupérés seront reportés sur les Années Civiles suivantes jusqu'à la date de récupération totale ou jusqu'à la date d'expiration du CPP Madingo Maritime si celle-ci survient avant.

Les Parties conviennent que le Cost Oil Garanti s'applique au Permis Ikalou-Ikalou Sud quels que soient le Prix Fixé et le Prix Haut visé à l'article 7.2 du CPP Madingo Maritime et quel que soit le niveau de la production cumulée.

3.2 Formation du personnel congolais

Le montant du budget annuel alloué aux besoins de formation prévu à l'article 15.1 du CPP Madingo Maritime sera désormais fixé à la somme de deux cent mille (200.000) Dollars .

3.3 Budget de l'audit

Les frais afférents à la vérification des livres et écritures comptables du Contracteur constituent pour le Contracteur un Coût Pétrolier récupérable, dans la limite d'un montant annuel de cent mille (100.000) Dollars.

ARTICLE 4 : MISE EN ŒUVRE

4.1 Contrats du Projet

4.1.1 Les Parties conviennent que la conclusion des contrats dont la liste figure ci-dessous est nécessaire à la mise en œuvre du Projet :

(A) Un avenant n° 11 à la Convention en vertu duquel le Congo et Eni Congo définiront le cadre juridique applicable au Projet (l' « **Avenant N° 11** ») ; et

(B) Un avenant n° 4 au CPP Madingo Maritime afin de préciser les conditions de mise en œuvre des principes visés à l'article 3 de l'Accord (l' « **Avenant N°4** »).

4.2 Feuille de route

4.2.1 Les Parties conviennent de mettre en œuvre le Projet selon la feuille de route suivante (la « **Feuille de Route** ») :

(A) Signature par les Parties (i) de l'Avenant N° 11 et (ii) de l'Avenant N°4 ;

(B) Adoption par le Parlement des lois ratifiant la signature des contrats visés au paragraphe (A) ci-dessus (les « **Lois** ») ; et

(C) Publication des Lois au Journal Officiel.

4.3 Modalités de mise en œuvre

4.3.1 Eni Congo s'engage à soumettre au Congo le projet d'Avenant N°11.

4.3.2 Le Congo garantit et s'engage à ce qui suit :

A. Le projet d'Avenant N° 4 sera soumis à Eni Congo pour avis après la date de signature de l'Accord ;

B. L'Avenant N°11 et l'Avenant N°4 reprendront tels quels les aménagements économiques et fiscaux visés à l'article 3 ci-dessous et seront soumis à l'approbation du Parlement dans un délai raisonnable après leur date de signature ;

C. Les Lois seront publiées au Journal Officiel dans un délai raisonnable après leur approbation par le Parlement.

ARTICLE 5 : GARANTIES

Le Congo s'engage à prendre toutes les dispositions utiles auprès des autorités concernées à quelque titre que ce soit par le Projet et à octroyer toutes les autorisations nécessaires pour que le Projet soit mis en œuvre conformément aux modalités prévues par l'Accord.

Les Parties se tiendront mutuellement informées de l'avancement du Projet et de tous évènements susceptibles d'affecter la Feuille de Route ou les délais visés à l'article 4 ci-dessus.

ARTICLE 6 : TEXTE UNIQUE

Les Parties conviennent d'élaborer un avenant à la Convention d 'Etablissement applicable au Permis Ikalou-Ikalou Sud et reprenant les conclusions des négociations tel que prévu au 4.1.1 (A).

Après la publication du nouveau Code des Hydrocarbures, le Congo et Eni Congo étudieront les conditions d'élaboration d'un texte unique applicable à tous les permis pour lesquels Eni Congo est l'opérateur, à l'exception des permis non couverts par la Convention d'Etablissement.

ARTICLE 7 : DISPOSITIONS DIVERSES

7.1 Portée de l'Accord

Les droits, devoirs, obligations et responsabilités des Parties en vertu des présentes seront conjoints et non solidaires et chaque Partie sera seulement responsable de ses engagements comme il est stipulé dans l'Accord.

Les Parties conviennent que l'Accord sera interprété selon les lois et règlements en vigueur au Congo à la date de signature de l'Accord.

7.2 Tolérances d'exécution – Renonciation

Les tolérances ou complaisances, même implicites, dont l'une des Parties aura bénéficié pour l'exécution de ses obligations au titre de l'Accord n'emporteront pas novation.

Sauf notification expresse par écrit, toute abstention de l'une ou l'autre Partie, à tout moment, de faire appliquer strictement l'une quelconque des dispositions de l'Accord, n'implique pas que cette Partie renonce à ses droits.

Chaque Partie demeure à tout instant en droit d'exiger la stricte application des stipulations de l'Accord.

7.3 Résiliation

Les Parties conviennent d'exécuter de bonne foi les obligations visées dans l'Accord.

En cas d'inexécution par l'une des Parties de l'une ou de plusieurs de ses obligations au titre de l'Accord, la Partie créancière de cette obligation aura la faculté de le résilier de plein droit après l'envoi d'une lettre de mise en demeure restée infructueuse pendant un délai de trente (30) jours.

7.4 Loi applicable et règlement des différends

L'Accord sera soumis et interprété selon le droit congolais.

Les Parties conviennent de tenter de régler à l'amiable tout différend découlant du présent Accord. A défaut le différend sera définitivement tranché par voie d'arbitrage.

Tous les différends relatifs à l'interprétation ou à l'exécution de l'Accord seront définitivement réglés par voie d'arbitrage selon le Règlement d'arbitrage du Centre International pour le Règlement des Différends Relatifs aux Investissements (le **« CIRDI »**), par trois arbitres nommés conformément à la Convention pour le règlement des différends relatifs aux investissements. Le siège de l'arbitrage sera situé à Genève, en Suisse. La langue de l'arbitrage sera le français. La sentence arbitrale sera définitive et sera exécutoire par tout tribunal compétent.

Les Parties renoncent d'ores et déjà au bénéfice d'un quelconque avantage juridictionnel.

7.5 Confidentialité

L'objet et le contenu de l'Accord ainsi que toute information de nature juridique, financière, économique, commerciale, comptable ou autre information relative au Projet et/ou à une Partie et divulguée par une Partie à une autre dans le cadre de l'Accord et des actes en découlant sera considérée comme confidentielle aux fins du présent article.

Les Parties reconnaissent expressément que les documents et études échangées entre les Parties préalablement à la signature de l'Accord constituent des informations confidentielles.

Pendant la durée de l'Accord, la Partie qui reçoit une information confidentielle doit (i) l'utiliser exclusivement dans le cadre du Projet et (ii) la maintenir strictement confidentielle, la protéger et ne pas la divulguer à des tiers.

Chaque Partie recevant des informations confidentielles convient que ces informations confidentielles ne pourront être : (i) citées, reproduites ou divulguées en tout ou partie à des tiers sans le consentement préalable écrit de l'autre Partie, ni (ii) utilisées en vue de rendre plus ou moins concurrentielle de quelque façon que ce soit une Partie sur un quelconque marché.

En outre, chaque Partie s'interdit la diffusion de quelconques communiqués de presse et autres annonces publiques en relation avec le Projet ou l'Accord sans l'accord préalable écrit de l'autre Partie.

7.6 Intégralité de l'Accord

L'Accord représente l'intégralité des accords auxquels les Parties sont parvenues concernant les conditions de réalisation du Projet. Il prévaut sur tout accord antérieur ayant le même objet et sur toute proposition, échange de lettres antérieures ainsi que sur toute autre disposition figurant dans des documents échangés entre les Parties et relatifs à l'objet des présentes.

7.7 Entrée en vigueur et durée

L'Accord entre en vigueur à la date de signature par les Parties, avec effet au 1er octobre 2013 et expirera à la date à laquelle la dernière Loi aura été publiée au Journal Officiel.

L'Accord prend fin, avant le terme, dans les cas suivants :

- par accord écrit des Parties ;
- en cas de résiliation dans les conditions prévues à l'article 7.3 ci-dessus.

7.8 Divers

L'Accord est rédigé en trois (3) exemplaires originaux en langue française.

Fait à Brazzaville le, 19 JUIL 2013

Pour la **République du CONGO**

André Raphaël LOEMBA
Ministre des Hydrocarbures

Gilbert ONDONGO
Ministre d'Etat, Ministre de l'Economie, des Finances, du Plan, du Portefeuille public et de l'Intégration

Pour la société **Eni Congo S.A.**

Monsieur Luca COSENTINO
Directeur Général

ACCORD RELATIF AU REGIME APPLICABLE AUX PERMIS D'EXPLOITATION LOANGO II ET ZATCHI II

ENTRE LES SOUSSIGNEES :

La **REPUBLIQUE DU CONGO**, représentée par Monsieur Gilbert ONDONGO, Ministre d'Etat, Ministre de l'Economie, des Finances, du Plan, du Portefeuille Public et de l'Intégration et Monsieur André Raphaël LOEMBA, Ministre des Hydrocarbures, ci-après dénommée le « **Congo** », dûment habilité aux fins des présentes,

D'UNE PART,

ET

La **SOCIETE NATIONALE DES PETROLES DU CONGO**, établissement public à caractère industriel et commercial, dont le siège social est sis boulevard Denis Sassou Nguesso, boîte postale 188, Brazzaville, République du Congo, représentée par Monsieur Jérôme KOKO, Directeur Général, Président du Directoire, ci-après dénommée la « **SNPC** », dûment habilité aux fins des présentes,

DE SECONDE PART,

ET

La **société ENI CONGO**, société anonyme de droit congolais, dont le siège social est sis avenue Charles-de-Gaulle, boîte postale 706, Pointe-Noire, République du Congo, immatriculée au Registre du Commerce et du Crédit Mobilier du Greffe du Tribunal de Commerce de Pointe Noire sous le numéro RCCM 2007 M 87, représentée par Monsieur Luca COSENTINO, son Directeur Général, ci-après dénommée « **Eni Congo** », dûment habilité aux fins des présentes,

DE TROISIEME PART,

ET

La **société TOTAL E&P CONGO**, société anonyme de droit congolais, dont le siège social est sis à avenue Poincaré, boîte postale 761, Pointe-Noire, République du Congo, immatriculée au Registre du Commerce et du Crédit Mobilier de Pointe-Noire sous le numéro 01 M 751, représentée par Monsieur Babak BAGHERZADEH, son Directeur Général, ci-après dénommée « **TEP Congo** », dûment habilité aux fins des présentes.

DE QUATRIEME PART,

Le Congo, la SNPC, Eni Congo et TEP Congo sont ci-après collectivement désignés les « **Parties** » et individuellement une « **Partie** ».

IL A PREALABLEMENT ETE EXPOSE QUE:

A. Eni Congo exerce ses activités pétrolières au Congo dans le cadre de la convention d'établissement signée avec le Congo le 11 novembre 1968, telle que modifiée par les avenants numéros un (1) à dix (10) ainsi que par l'Accord du 16 Mars 1989 (l'ensemble de ces textes étant ci-après désigné la « **Convention** ») ;

EL

B. Le Congo, en sa qualité de pays producteur de pétrole, a exprimé son désir et sa volonté d'exploiter de façon optimale ses ressources en hydrocarbures liquides et gazeux et de promouvoir leur développement industriel à long terme à travers l'utilisation de nouvelles technologies et dans le respect des principes de développement durable et de responsabilité sociale et environnementale ;

C. Eni Congo et TEP Congo entendent coopérer à cet objectif de valorisation des ressources en hydrocarbures liquides et gazeux en établissant un partenariat à long terme avec le Congo et la SNPC ;

D. Constatant l'existence de réserves en hydrocarbures pouvant encore faire l'objet d'une exploitation économiquement rentable dans les zones géographiques couvertes par la concession dite « Loango » et le permis d'exploitation dit « Zatchi Marine » (ci-après ensemble désignés les « **Permis** »), Eni Congo et TEP Congo ont fait part au Congo de leur souhait de conduire des travaux destinés à permettre une valorisation optimale des réserves en hydrocarbures couvertes par ces Permis. Des schémas possibles de développement sont présentés à titre indicatif en Annexe 1;

E. Les Parties conviennent que les investissements qui pourraient être nécessaires pour mener à bien ce projet appellent des conditions contractuelles adaptées pour favoriser l'exploitation de ces réserves au mieux de leurs intérêts mutuels ;

F. Les Parties se proposent (i) de mettre fin par anticipation aux deux Permis et (ii) concomitamment d'attribuer les deux nouveaux permis d'exploitation à la SNPC, qui s'associera avec Eni Congo et TEP Congo, sur les périmètres actuellement couverts par les Permis (ci-après ensemble désignés les « **Nouveaux Permis** ») et (iii) d'établir pour les Nouveaux Permis un régime économique et fiscal adapté (ci-après, le « **Projet** ») conformément à la réglementation en vigueur ; et

G. Les Parties sont parvenues à un accord sur les conditions de mise en œuvre du Projet qu'elles ont décidé de formaliser et de préciser dans le présent accord (l' « **Accord** »).

IL A ENSUITE ETE CONVENU CE QUI SUIT:

ARTICLE 1 : DEFINITIONS

1.1 Les termes définis au présent article auront pour l'ensemble de l'Accord la signification suivante :

« Accord »	a le sens qui lui est donné au paragraphe G du préambule ;
« Avenant N° 3 »	a la signification qui lui est donnée à l'article 3.1.1 (B) ;
« Avenant N° 11 »	a la signification qui lui est donnée à l'article 3.1.1 (A) ;
« Code des Hydrocarbures »	désigne la loi n° 24-94 du 23 août 1994 portant Code des Hydrocarbures ;
« Comités de Gestion Extraordinaires »	désigne les comités de gestion statuant sur la fin des Permis et l'attribution des Nouveaux Permis, conformément aux principes définis aux articles 3.4.1 et 3.4.2 ;
« Concession Loango »	désigne la concession dite « Loango Est » attribuée à Eni

EC

	Congo (alors dénommée Agip Recherches Congo) par décret n° 73-169 du 21 mai 1973 et la concession dite « Loango Ouest » attribuée à TEP Congo (alors dénommée Elf Congo) par décret n° 73-168 du 21 mai 1973, unitisées par un accord en date du 6 janvier 1975 ;
« Contracteur »	désigne, pour chacun des Nouveaux Permis, l'ensemble constitué par la SNPC, Eni Congo et TEP Congo et toute autre entité à laquelle la SNPC, Eni Congo ou TEP Congo pourrait céder un intérêt dans les droits et obligations découlant des Nouveaux CPP ;
« Convention »	a le sens qui lui est donné au paragraphe A du préambule ;
« Cost Oil »	désigne, pour un Nouveau Permis, la part de la Production Nette affectée au remboursement des Coûts Pétroliers ;
« Cost Oil Garanti »	désigne, pour un Nouveau Permis, le niveau minimal de récupération des Coûts Pétroliers, quels que soient le Prix Fixé et le Prix Haut et le niveau de la Production Nette cumulée, et dont les modalités de calcul sont définies à l'article 4.1.6 ;
« Cost Stop »	a le sens qui lui est donné à l'article 4.1.4 ;
« Coûts Pétroliers »	désigne toutes les dépenses et provisions liées aux Travaux Pétroliers, c'est-à-dire, les dépenses effectivement encourues et payables par le Contracteur ainsi que les provisions constituées par le Contracteur du fait des Travaux Pétroliers, calculées conformément à la Procédure Comptable ;
« CPP Madingo Maritime »	désigne le contrat de partage de production conclu entre le Congo et Eni Congo (alors dénommée Agip Recherches Congo) et TEP Congo (alors dénommée Elf Congo) en date du 23 novembre 1995, tel que modifié par les avenants n^{os} 1 et 2 en date du 19 août 2005 ;
« Date d'Effet »	désigne la date définie à l'article 3.3.2 (B) (1) ;
« Décret du 11 Février 2008 »	a le sens qui lui est donné à l'article 2.1.2 ;
« Décrets »	a le sens qui lui est donné à l'article 3.2.1 (A) ;
« Deuxième Période »	a le sens qui lui est donné à l'article 4.1.3 (B) ;
« Excess Oil »	a le sens qui lui est donné à l'article 4.1.5 ;
« Feuille de Route »	a le sens qui lui est donné à l'article 3.2.1 ;
« Journal Officiel »	désigne le Journal officiel de la République du Congo ;
« Lois »	a le sens qui lui est donné à l'article 3.2.1 (C) ;

EL

« Nouveau(x) CPP »	a le sens qui lui est donné à l'article 3.1.1 (C) ;
« Nouveau(x) Permis »	a le sens qui lui est donné au paragraphe F du préambule et désigne les Permis Loango II et Zatchi II ;
« Parlement »	désigne l'Assemblée Nationale et le Sénat du Congo ;
« Période d'Accélération » ou « Première Période »	a le sens qui lui est donné à l'article 4.1.3 (A) ;
« Permis »	a le sens qui lui est donné au paragraphe D du préambule ;
« Permis Loango II »	désigne le permis d'exploitation qui sera attribué à la SNPC, qui s'associera avec Eni Congo et TEP Congo, sur la zone géographique actuellement couverte par la Concession Loango, conformément aux modalités fixées par l'Accord ;
« Permis Zatchi II »	désigne le permis d'exploitation qui sera attribué à la SNPC, qui s'associera avec Eni Congo et TEP Congo, sur la zone géographique actuellement couverte par le Permis Zatchi Marine, conformément aux modalités fixées par l' Accord ;
« Permis Zatchi Marine »	désigne le permis d'exploitation dit « Zatchi Marine » octroyé à Eni Congo (alors dénommée Agip Recherches Congo) par Décret n° 86-745 du 3 juin 1986 ;
« PID »	a la signification qui lui est donnée à l'article 4.1.2 (A) ;
« Prix Haut »	désigne le prix par Baril tel que visé à l'article 4.1.3 ;
« Procédure Comptable »	désigne la procédure comptable jointe en annexe de chaque Nouveau CPP ;
« Profit Oil »	désigne la quantité d'Hydrocarbures Liquides égale à la Production Nette, diminuée : - de la part de Redevance Minière Proportionnelle revenant à l'Etat au titre de la Production Nette du Permis; - du Cost Oil ; - de l'Excess Oil ; - du Super Profit Oil ;
« Projet »	a le sens qui lui est donné au paragraphe F du préambule ;
« Réglementation Pétrolière »	désigne le Code des Hydrocarbures et ses textes d'application ;
« Super Profit Oil »	désigne pour un Permis, si le Prix Fixé est supérieur au Prix Haut, la part d'Hydrocarbures Liquides qui, valorisée au Prix Fixé, est équivalente à la différence entre la Production Nette valorisée au Prix Fixé et cette même Production Nette valorisée au Prix Haut, diminuée de la Redevance Minière

	appliquée à cette même différence et de la différence entre le Cost Oil, valorisé au Prix Fixé, et le Cost Stop (si le Cost Oil valorisé au Prix Fixé est supérieur au Cost Stop). Il est partagé entre le Congo et le Contracteur comme indiqué aux Articles 4.2.1 pour le Permis Loango II et 4.3.1 pour le Permis Zatchi II.

1.2 Pour les besoins de l'Accord, et sans préjudice des définitions visées à l'article 1.1 ci-dessus, les termes Année Civile, Baril, Dollar, Hydrocarbures Liquides, Prix Fixé, Production Nette, Redevance Minière Proportionnelle et Travaux Pétroliers, ont le sens qui leur est donné dans le CPP Madingo Maritime et seront repris à l'identique dans les Nouveaux CPP.

ARTICLE 2 : DISPOSITIONS GENERALES

2.1 Objet de l'Accord

2.1.1 L'Accord a pour objet de définir les conditions et modalités de la mise en œuvre du Projet par les Parties.

2.1.2 L'Accord est conclu conformément à la Réglementation Pétrolière et notamment au décret n° 2008-15 du 11 février 2008 fixant la procédure d'attribution des titres minières d'hydrocarbures liquides et gazeux (le **« Décret du 11 Février 2008 »**).

2.2 Dispositions relatives aux titres miniers

2.2.1 Les Parties conviennent qu'il sera procédé à l'annulation des Permis et à l'attribution concomitante de deux Nouveaux Permis à la SNPC, qui s'associera avec Eni Congo et TEP Congo, sur les zones géographiques actuellement couvertes par les Permis.

2.2.2 Les Parties conviennent que l'attribution des Nouveaux Permis sera effectuée conformément aux principes suivants :

(A) Les Nouveaux Permis seront attribués à la SNPC, qui s'associera avec Eni Congo et TEP Congo, par décret pris en Conseil des Ministres, conformément à l'article 17 du Code des Hydrocarbures et à l'article 3 du Décret du 11 Février 2008.

(B) Les pourcentages de participation dans les Nouveaux Permis seront répartis comme suit :

Permis Loango II:

- SNPC (dont la participation n'est pas portée) : 15 % ;
- Eni Congo : 42,5 % ; et
- TEP Congo : 42,5 %.

Permis Zatchi II :

- SNPC (dont la participation n'est pas portée) : 15 % ;
- Eni Congo : 55,25 % ; et
- TEP Congo : 29,75 %.

EL

(C) Eni Congo sera l'opérateur des Nouveaux Permis.

ARTICLE 3 : MISE EN ŒUVRE DU PROJET

Contrats du Projet

3.1.1 Les Parties conviennent que la conclusion des contrats dont la liste figure ci-dessous est nécessaire à la mise en œuvre du Projet :

(A) Un avenant n° 11 à la Convention en vertu duquel le Congo et Eni Congo définiront le cadre juridique applicable au Projet (l' « **Avenant N° 11** ») ;

(B) Un avenant n° 3 au CPP Madingo Maritime en vertu duquel le Congo, TEP Congo et Eni Congo excluront du champ d'application du CPP Madingo Maritime les zones géographiques actuellement couvertes par la Concession Loango et le Permis Zatchi Marine et d'acter la sortie de TEP Congo du CPP Madingo Maritime (l' « **Avenant N° 3** ») ; et

(C) Un contrat de partage de production conclu entre le Congo, la SNPC, TEP Congo et Eni Congo pour chacun des Nouveaux Permis (les « **Nouveaux CPP** »).

3.2 Feuille de route

3.2.1 Les Parties conviennent de mettre en place les textes relatifs au Projet selon la feuille de route suivante (la « **Feuille de Route** ») :

(A) Signature des décrets portant attribution à la SNPC des Nouveaux Permis (les « **Décrets** ») ;

(B) Signature (i) de l'Avenant N° 11, (ii) de l'Avenant N° 3, et (iii) des Nouveaux CPP conformément à l'article 4 de l'Accord ;

(C) Adoption par le Parlement des lois ratifiant les contrats visés au paragraphe (B) ci-dessus (les « **Lois** ») ; et

(D) Publication des Lois et des Décrets au Journal Officiel.

3.3 Modalités de mise en œuvre

3.3.1 Eni Congo s'engage à soumettre au Congo, à la SNPC et à TEP Congo le projet d''Avenant n° 11.

3.3.2 Le Congo garantit et s'engage à ce qui suit :

(A) Les projets d'Avenant n° 3 et des Nouveaux CPP seront soumis à Eni Congo et TEP Congo pour avis après la date de signature de l'Accord ;

(B) Les Nouveaux Permis seront octroyés à la SNPC, qui s'associera avec Eni Congo et TEP Congo conformément à la Réglementation Pétrolière et aux modalités fixées ci-dessous :

(1) Les Décrets préciseront que les Nouveaux Permis seront attribués à la SNPC, qui s'associera avec Eni Congo et TEP Congo et que les Permis seront concomitamment annulés par le Congo, à la date à laquelle les Lois seront publiées au Journal Officiel, avec effet au 1er octobre 2013 (la « **Date d'Effet** ») ;

EC

(2) Il sera précisé dans les Décrets (i) que les Nouveaux Permis auront une durée initiale de vingt (20) ans à compter de la Date d'Effet et qu'ils seront renouvelables une seule fois pour une durée de cinq (5) ans conformément à la Réglementation Pétrolière ; et (ii) que l'entrée en vigueur des Décrets sera différée à la date de publication des lois au Journal Officiel.

(C) L'Avenant N° 11, l'Avenant N° 3 ainsi que les Nouveaux CPP reprendront tels quels les aménagements économiques et fiscaux visés à l'article 4 ci-dessous et seront soumis à l'approbation du Parlement dans un délai raisonnable après leur date de signature.

(D) Les Lois seront publiées au Journal Officiel dans un délai raisonnable après leur approbation par le Parlement.

3.4 Comités de Gestion Extraordinaires :

3.4.1 Après la signature du présent Accord, un Comité de Gestion Extraordinaire sera organisé dans un délai raisonnable pour la Concession Loango et le Permis Zatchi Marine afin de formaliser l'état de la Concession Loango et du Permis Zatchi Marine à leur échéance. Ce Comité de Gestion Extraordinaire constatera la fin des Permis et leur sortie du CPP Madingo Maritime, fera le point sur toute la documentation technique et la situation financière ainsi que sur les équipements et infrastructures à la Date d'Effet.

3.4.2 Après la publication au Journal Officiel des Lois, un Comité de Gestion Extraordinaire sera organisé dans un délai raisonnable pour statuer sur la situation des Nouveaux Permis et sur l'entrée en vigueur des Nouveaux CPP. Ce comité de Gestion Extraordinaire marquera l'ouverture officielle des Nouveaux Permis et des Nouveaux CPP, et dressera l'état de toute la documentation technique, et la situation financière ainsi que sur l'état des équipements et infrastructures à la Date d'Effet. Ce Comité de Gestion Extraordinaire statuera aussi sur le budget et le programme de travaux du premier exercice des Nouveaux Permis.

ARTICLE 4 : REGIME ECONOMIQUE ET FISCAL

4.1 Principes communs aux Nouveaux Permis

4.1.1 Régime fiscal

(A) Conformément aux dispositions de l'article 44 du Code des Hydrocarbures, chaque Nouveau Permis fera l'objet d'une comptabilité séparée sans que puisse s'opérer une quelconque consolidation des pertes et des profits entre eux.

(B) Le taux de la Redevance Minière Proportionnelle est fixé à quinze pour cent (15 %) de la Production Nette des Nouveaux Permis, conformément à l'article 47 du Code des Hydrocarbures.

(C) Les quantités d'Hydrocarbures Liquides consommées par le Contracteur au cours des travaux pétroliers sont assujetties au paiement en espèces de la Redevance Minière Proportionnelle au taux de quinze pour cent (15%). Les dépenses correspondantes constituent des Coûts Pétroliers.

EL

4.1.2 Provision pour investissements diversifiés et provision pour abandon

(A) Le montant de la provision pour investissements diversifiés (la « **PID** ») est fixé à un pour cent (1 %) de la valeur au(x) Prix Fixé(s) de la Production Nette de chaque Nouveau Permis.

(B) Tous les montants provisionnés après la Date d'Effet seront placés sur un compte séquestre. Les modalités de constitution de la provision pour abandon après la Date d'Effet et les modalités de gestion du compte séquestre seront fixées d'accord Parties.

(C) La provision pour abandon constituée jusqu'à la Date d'Effet par Eni Congo et TEP Congo conformément au CPP Madingo Maritime afin de couvrir les coûts afférents à l'abandon et au démantèlement des installations situées dans la zone couverte par les Permis sera reportée dans la comptabilité des Nouveaux Permis, selon des modalités à convenir d'accord Parties.

(D) La valeur de cette provision constituée jusqu'au 31 décembre 2012 est de cent et un (101) millions de Dollars pour la Concession Loango et de cent vingt-quatre (124) millions de Dollars pour le Permis Zatchi Marine. La valeur définitive de cette provision constituée à la Date d'Effet sera arrêtée à l'occasion des Comités de Gestion Extraordinaires de clôture de la Concession Loango et du Permis Zatchi Marine.

(E) Les montants affectés à la PID et à la provision pour abandon constituent des Coûts Pétroliers récupérables. La récupération des Coûts Pétroliers, y compris la provision pour abandon et la PID, se fera de la même manière, au moyen et dans les limites du Cost Oil.

4.1.3 Valeur du Prix Haut

(A) La valeur du Prix Haut est fixée à quatre-vingt-dix (90) Dollars par Baril pendant une période d'accélération de six (6) ans à compter de la Date d'Effet (la « **Période d'Accélération** » ou « **Première Période** »).

(B) A l'issue de la Période d'Accélération et jusqu'à la date d'expiration des Nouveaux Permis (la « **Deuxième Période** »), la valeur du Prix Haut est fixée à trente-deux (32) Dollars par baril.

(C) La valeur du Prix Haut visée aux paragraphes (A) et (B) ci-dessus est celle au 1er octobre 2013 et sera actualisée trimestriellement à compter de la Date d'Effet par application de l'indice d'inflation du produit intérieur brut des Etats-Unis d'Amérique, tel que publié par l'OCDE dans sa revue mensuelle à la page « *National Accounts* » sous les références « *National Income and Product – Etats-Unis-Implicit Price Level* ».

4.1.4 Cost Stop

Le Cost Stop est égal au produit de la Production Nette, exprimée en Barils, par le moins élevé entre le Prix Fixé et le Prix Haut et multiplié par soixante pour cent (60 %) pendant la Première Période et par cinquante pour cent (50 %) pendant la Deuxième Période. Le Cost Stop représente la limite de récupération des couts pétroliers, sauf application du Cost Oil Garanti.

EL

4.1.5 Excess Oil

(A) Si, au cours d'une Année Civile, le montant cumulé des Coûts Pétroliers à récupérer est inférieur au Cost Stop, le Cost Oil correspondra à la part de la Production Nette qui, valorisée au Prix Fixé, permet le remboursement des Coûts Pétroliers à récupérer. Dans ce cas, l'écart entre le Cost Oil et la part de la Production Nette qui, valorisée au Prix Fixé, permettrait d'atteindre le Cost Stop est l'« Excess Oil ». Il est partagé suivant les dispositions des articles 4.2 et 4.3 suivants.

4.1.6 Cost Oil Garanti

Si, au cours de la Deuxième Période, dans une Année Civile, le montant cumulé des Coûts Pétroliers à récupérer est supérieur au Cost Stop :

(A) Si ce montant cumulé des Coûts Pétroliers à récupérer est inférieur à trente-trois pour cent (33 %) de la Production Nette valorisée au Prix Fixé, le Cost Oil correspondra à la part de la Production Nette qui, valorisée au Prix Fixé, permet le remboursement du montant cumulé des Coûts Pétroliers à récupérer. La différence entre les 33 % de la Production Nette et le Cost Oil ne constitue pas de l'Excess Oil.

(B) Si ce montant cumulé des Coûts Pétroliers à récupérer est supérieur à trente-trois pour cent (33 %) de la Production Nette valorisée au Prix Fixé, le Cost Oil sera égal au plus élevé entre trente-trois pour cent (33 %) de la Production Nette et la part de la Production Nette qui, valorisée au Prix Fixé, est égale au Cost Stop. Les Coûts Pétroliers non récupérés seront reportés sur l'Année Civile suivante jusqu'à la date de récupération totale ou jusqu'à la date d'expiration du Nouveau CPP concerné si celle-ci survient avant.

4.1.7 Formation du personnel congolais

Le budget annuel alloué aux besoins de formation exprimés par le Congo sera de deux cent mille (200.000) Dollars pour chaque Nouveau Permis. Ce montant constitue un Coût Pétrolier récupérable.

4.1.8 Budget de l'Audit

Les frais afférents à la vérification des livres et écritures comptables du Contracteur constituent pour le Contracteur des Coûts Pétroliers récupérables, dans la limite d'un montant annuel de cent mille (100.000) Dollars par Nouveau Permis.

4.2 Conditions applicables au Nouveau Permis Loango II

Il sera fait application des conditions suivantes au Nouveau Permis Loango II :

4.2.1 Le partage de la production sera effectué conformément aux principes suivants :

(A) Si la production cumulée à compter de la Date d'Effet est inférieure ou égale à cent cinquante millions (150.000.000) de Barils :

(1) Profit Oil : cinquante pour cent (50 %) pour le Congo et cinquante pour cent (50 %) pour le Contracteur ;

(2) Excess Oil : cinquante pour cent (50 %) pour le Congo et cinquante pour cent (50 %) pour le Contracteur ;

EL

(3) Super Profit Oil : soixante-six pour cent (66 %) pour le Congo et trente-quatre pour cent (34 %) pour le Contracteur ; et

(B) Si la production cumulée à compter de la Date d'Effet, est supérieure à cent cinquante millions (150.000.000) :

(1) Profit Oil : soixante-quinze pour cent (75 %) pour le Congo et vingt-cinq (25 %) pour le Contracteur ;

(2) Excess Oil : soixante-quinze pour cent (75 %) pour le Congo et vingt-cinq (25 %) pour le Contracteur ;

(3) Super Profit Oil : soixante-dix pour cent (70 %) pour le Congo et trente pour cent (30 %) pour le Contracteur.

4.2.2 Il sera appliqué une majoration de quinze pour cent (15 %) sur les montants des investissements réalisés dans le cadre du Projet (Capex) à partir de la Date d'Effet, dans la limite d'un montant total cumulé égal à trois-cent soixante millions (360.000.000) de Dollars.

4.3 Conditions applicables au Nouveau Permis Zatchi II :

Il sera fait application des conditions suivantes au Nouveau Permis Zatchi II :

4.3.1 Le partage de la production sera effectué conformément aux principes suivants :

(A) Si la production cumulée à compter de la Date d'Effet est inférieure ou égale à cinquante millions (50.000.000) de Barils :

(1) Profit Oil : cinquante pour cent (50 %) pour le Congo et cinquante pour cent (50 %) pour le Contracteur ;

(2) Excess Oil : cinquante pour cent (50 %) pour le Congo et cinquante pour cent (50 %) pour le Contracteur ;

(3) Super Profit Oil : soixante-six pour cent (66 %) pour le Congo et trente-quatre pour cent (34 %) pour le Contracteur ;

(B) Si la production cumulée à compter de la Date d'Effet, est supérieure à cinquante millions (50.000.000) de Barils et inférieure ou égale à cent millions (100.000.000) de Barils :

(1) Profit Oil : cinquante-cinq pour cent (55 %) pour le Congo et quarante-cinq pour cent (45 %) pour le Contracteur ;

(2) Excess Oil : cinquante pour cent (50 %) pour le Congo et cinquante pour cent (50 %) pour le Contracteur ;

(3) Super Profit Oil : soixante-six pour cent (66 %) pour le Congo et trente-quatre pour cent (34 %) pour le Contracteur ; et

(C) Si la production cumulée à compter de la Date d'Effet est supérieure à cent millions (100.000.000) de Barils :

(1) Profit Oil : soixante-dix pour cent (70 %) pour le Congo et trente pour cent (30 %) pour le Contracteur ;

(2) Excess Oil : quatre-vingt pour cent (80 %) pour le Congo et vingt pour cent (20 %) pour le Contracteur ;

(3) Super Profit Oil : soixante-dix pour cent (70 %) pour le Congo et trente pour cent (30 %) pour le Contracteur.

EL

ARTICLE 5 : GARANTIES ET ENGAGEMENTS DIVERS

5.1 Garanties générales

Le Congo s'engage à prendre toutes les dispositions utiles auprès des autorités concernées par le Projet à quelque titre que ce soit et à octroyer toutes les autorisations nécessaires pour que le Projet soit mis en œuvre conformément aux modalités prévues par l'Accord.

Les Parties se tiendront mutuellement informées de l'avancement du Projet et de tous évènements susceptibles d'affecter la Feuille de Route ou les délais visés à l'article 3 ci-dessus.

5.2 Bonus

Conformément à l'article 41 du Code des Hydrocarbures, l'attribution des Nouveaux Permis donnera lieu au paiement d'un bonus de soixante millions (60.000.000) de Dollars par le Contracteur (à l'exception de la SNPC) au profit du Congo qui sera versé en deux tranches. La première tranche d'un montant de trente-cinq millions (35.000.000) de Dollars sera payée après la publication de la dernière des Lois au Journal Officiel et la deuxième tranche d'un montant de vingt-cinq millions (25.000.000) de Dollars sera payée avant le 31 décembre 2015. Ce bonus est non récupérable et le payement sera effectué par Eni Congo et TEP Congo respectivement à hauteur de cinquante-six virgule soixante-quinze pour cent (56,75%) et quarante-trois virgule vingt-cinq pour cent (43,25%).

5.3 Projets sociaux

En complément du bonus stipulé à l'article 5.2 ci-dessus, le Contracteur (à l'exception de la SNPC) participera à la réalisation de projets sociaux d'intérêt public à hauteur de quinze millions (15.000.000) de Dollars. Les coûts de ces projets sociaux sont non récupérables.

ARTICLE 6 : DISPOSITIONS DIVERSES

6.1 Les Parties conviennent d'élaborer un avenant à la Convention d 'Etablissement applicable aux Nouveaux Permis et reprenant les conclusions des négociations tel que prévu à l'article 3.1.1 (A).

Après la publication du nouveau Code des Hydrocarbures, le Congo et Eni Congo étudieront les conditions d'élaboration d'un texte unique applicable à tous les permis pour lesquels Eni Congo est l'opérateur, à l'exception des permis non couverts par la Convention d'Etablissement.

6.2 Portée de l'Accord

Les droits, devoirs, obligations et responsabilités des Parties en vertu des présentes seront conjoints et non solidaires et chaque Partie sera seulement responsable de ses engagements comme il est stipulé dans l'Accord, qui est interprété selon les lois et règlements en vigueur au Congo à la date de signature de l'Accord.

EL

6.3 Tolérances d'exécution – Renonciation

Les tolérances ou complaisances, même implicites, dont l'une des Parties aura bénéficié pour l'exécution de ses obligations au titre de l'Accord n'emporteront pas novation.

Sauf notification expresse par écrit, toute abstention de l'une ou l'autre Partie, à tout moment, de faire appliquer strictement l'une quelconque des dispositions de l'Accord, n'implique pas que cette Partie renonce à ses droits.

Chaque Partie demeure à tout instant en droit d'exiger la stricte application des stipulations de l'Accord.

6.4 Résiliation

Les Parties conviennent d'exécuter de bonne foi les obligations visées à l'Accord.

En cas d'inexécution par l'une des Parties de l'une ou de plusieurs de ses obligations au titre de l'Accord, la Partie créancière de cette obligation aura la faculté de le résilier de plein droit après l'envoi d'une lettre de mise en demeure restée infructueuse pendant un délai de trente (30) jours.

6.5 Loi applicable et règlement des différends

L'Accord sera soumis et interprété selon le droit congolais.

Tous les différends relatifs à son interprétation ou à son exécution seront exclusivement réglés par arbitrage selon le règlement du Centre International pour le Règlement des Disputes sur les Investissements (le « **CIRDI** »), par trois arbitres nommés conformément à la Convention pour le règlement des différends relatifs aux investissements. Le siège de l'arbitrage sera situé à Genève, en Suisse. La langue de l'arbitrage sera le français. La sentence arbitrale sera définitive et sera exécutoire par tout tribunal compétent.

La procédure d'arbitrage ne sera engagée que dans le cas où un accord amiable s'avérera impossible.

Les Parties renoncent d'ores et déjà au bénéfice d'un quelconque avantage juridictionnel.

6.6 Confidentialité

L'objet et le contenu de l'Accord ainsi que toute information de nature juridique, financière, économique, commerciale, comptable ou autre relative au Projet et/ou à une Partie et divulguée par une Partie à une autre dans le cadre de l'Accord et des actes en découlant sera considérée comme confidentielle aux fins du présent article.

Les Parties reconnaissent expressément que les documents et études échangées entre les Parties préalablement à la signature de l'Accord constituent des informations confidentielles.

Pendant la durée de l'Accord, la Partie qui reçoit une information confidentielle doit (i) l'utiliser aux seules fins du Projet et à aucune autre fin et (ii) la maintenir strictement confidentielle, la protéger et ne pas la divulguer à des tiers.

Chaque Partie recevant des informations confidentielles convient que ces informations confidentielles ne pourront être : (i) citées, reproduites ou divulguées en tout ou partie à des tiers sans le consentement préalable écrit de l'autre Partie, ni (ii) utilisées en vue de rendre plus ou moins concurrentielle de quelque façon que ce soit une Partie sur un quelconque marché.

En outre, chaque Partie s'interdit la diffusion de quelconques communiqués de presse et autres annonces publiques en relation avec le Projet ou l'Accord sans l'accord préalable écrit des autres Parties concernées.

EL

6.7 Intégralité de l'Accord

L'Accord représente l'intégralité des accords auxquels les Parties sont parvenues concernant les conditions de réalisation du Projet. Il prévaut sur tout accord antérieur ayant le même objet et sur toute proposition, échange de lettres antérieures ainsi que sur toute autre disposition figurant dans des documents échangés entre les Parties et relatifs à l'objet des présentes.

6.8 Entrée en vigueur et durée

L'Accord entre en vigueur à la date de sa signature par les Parties et expirera après publication de la dernière des Lois au Journal Officiel.

L'Accord prendra fin, avant terme, dans les cas suivants :

- Par accord écrit des Parties ;
- En cas de résiliation dans les conditions prévues à l'article 6.4 ci-dessus.

L'Accord est rédigé en cinq (5) exemplaires originaux en langue française.

Fait à Brazzaville le, 19 JUIL. 2013

Pour la **République du CONGO**

André Raphaël LOEMBA
Ministre des Hydrocarbures

Gilbert ONDONGO,
Ministre d'Etat, ministre de l'Economie, des Finances, du Plan, du Portefeuille public et de l'Intégration

Pour la **SNPC**

Jérôme KOKO
Directeur général
Président du directoire

EL

Pour la société **Eni Congo**

Monsieur Luca COSENTINO
Directeur général

Pour la société **Total Exploration et Production Congo S.A.**

Monsieur Babak BAGHERZADEH
Directeur général

EL

ANNEXE 1

PRESENTATION DU PROJET DE VALORISATION DES RESSOURCES EN HYDROCARBURES LIQUIDES ET GAZEUX DES CHAMPS PETROLIERS « LOANGO » ET « ZATCHI »

1. INTRODUCTION

1.1 Le Contracteur propose, dans le cadre des Nouveaux CPP, de réaliser un projet de valorisation des ressources en hydrocarbures liquides et gazeux issus des champs pétroliers afférents aux Nouveaux Permis selon les activités de développement décrites aux paragraphes 2.2 et 3.2 ci-dessous.

1.2 Ces activités de développement doivent permettre au Contracteur de valoriser les réserves en hydrocarbures présentes dans le périmètre des Nouveaux Permis, notamment par la mise en place de nouvelles installations et l'utilisation de nouvelles techniques d'exploitation.

1.3 Il convient de préciser, à toutes fins utiles, que les activités de développement visées ci-dessous sont des projections optimales estimées par le Contracteur à la Date d'Effet, sur la base des études préliminaires d'ingénierie et de gisement réalisées en 2012. Elles sont donc susceptibles d'être révisées par le Contracteur en fonction de l'évolution de critères techniques, économiques ou financiers de manière à permettre une mise en œuvre satisfaisante du projet de valorisation. Il est rappelé que les activités de développement de chacun des Nouveaux Permis devront in fine être approuvées à l'unanimité par les entités constituant le Contracteur avant leur validation en comité de gestion tel que prévu dans les Nouveaux CPP.

2. VALORISATION DU CHAMP PETROLIER « LOANGO »

2.1 Historique et caractéristiques du champ pétrolier « Loango »

Le champ pétrolier couvert par l'ancienne concession de mine dite « Loango » (ci-après, le « **Champ Pétrolier Loango** ») est en exploitation depuis 1977. La production issue du Champ Pétrolier Loango est assurée à travers six plateformes de forage (DP1 à DP6), une plateforme de production (PP1) et un réseau de lignes de connexion maritime et d'exportation du pétrole produit et du gaz combustible vers le champ pétrolier « Zatchi ».

Malgré une mise en exploitation démarrée à la fin des années soixante-dix, le Contracteur a constaté que le Champ Pétrolier Loango conservait un potentiel important de développement en raison de l'existence de réserves en hydrocarbures pouvant encore faire l'objet d'une exploitation économique rentable. Sur la base des estimations actuelles, le Contracteur considère que le ratio de récupération des réserves initiales en hydrocarbures du Champ Pétrolier Loango pourrait être substantiellement augmenté.

La plupart des installations existantes arriveront au terme de leur fonctionnement d'ici à 2023 et à cette fin nécessiteront des travaux de maintenance et de rénovation assez conséquents. Par ailleurs, compte tenu de la durée de vie technique des installations existantes, il est impossible de garantir la continuité de la production du champ au-delà de 2023 avec les installations existantes.

2.2 Description du projet de valorisation du champ pétrolier « Loango »

Pour permettre la valorisation du Champ Pétrolier Loango sont prévues, à titre indicatif, les activités suivantes :

- forage de nouveaux puits de développement sur les plateformes DP4 et DP5 existantes et à partir de nouvelles installations ;

EL

- installation d'une nouvelle plateforme de production PP2, en remplacement de l'ancienne plateforme PP (ce remplacement devrait intervenir en 2023) ;
- connexion des installations grâce à un nouveau réseau d'interconnexion des lignes maritimes entre les plateformes.

3. VALORISATION DU CHAMP PETROLIER « ZATCHI »

3.1 Historique et caractéristiques du champ pétrolier « Zatchi »

Le champ pétrolier couvert par l'ancien permis d'exploitation dit « Zatchi Marine » (ci-après, le « **Champ Pétrolier Zatchi** ») est en exploitation depuis 1988. La production est assurée à travers quatre plateformes de forage (ZAF1 à ZAF4), une plateforme de production (ZAP) et un réseau de lignes de connexion maritime et d'exportation du pétrole produit vers le terminal de Djeno.

De façon similaire au Champ Pétrolier Loango, le Contracteur a constaté que le Champ Pétrolier Zatchi conservait un potentiel important de développement en raison de l'existence de réserves en hydrocarbures pouvant encore faire l'objet d'une exploitation économique rentable, notamment des réserves situées au niveau « B ».

Les réserves situées au niveau « B » correspondent à une qualité de pétrole lourd qui présente de bonnes caractéristiques pétro-physiques et contient une quantité importante d'huile. Cependant, en raison de la viscosité élevée du pétrole et de la difficulté liée à la mise en production par des méthodes conventionnelles, le niveau « B » n'a pas été développé de façon systématique et ne comporte, à l'heure actuelle, qu'un seul puits producteur.

3.2 Description du projet de valorisation du champ pétrolier « Zatchi »

Le projet de valorisation du Champ Pétrolier Zatchi, qui a pour principal objectif d'améliorer la récupération des réserves situées au niveau « B », pourrait être réalisé selon les deux phases suivantes :

- La première phase consistera à mettre en œuvre un projet pilote dont l'objet sera de tester l'application d'une technique de récupération assistée du pétrole et d'évaluer son rendement en termes de récupération des réserves. La technique utilisée consistera à injecter de la vapeur d'eau à haute température dans le réservoir afin de réduire la viscosité du pétrole, favorisant ainsi sa mise en production (*Cyclic Steam Injection*) ;

- La seconde phase consistera, en cas de succès de la première phase, à appliquer cette technique à une plus grande échelle pour assurer la bonne valorisation des réserves du champ. Cette seconde phase pourrait ensuite être complétée par la mise en place d'une installation d'injection continue de vapeur (*Steam Flooding*).

EL

AVENANT N° 6 A LA CONVENTION D'ETABLISSEMENT
ENTRE
LA REPUBLIQUE DU CONGO
ET
LA SOCIETE AGIP SpA
ET
LA SOCIETE AGIP RECHERCHES CONGO

- Vu la Convention d'Etablissement du 11 Novembre 1968 entre la République du CONGO et Agip SpA approuvée par l'Ordonnance n° 8/68 du 29 novembre 1968.

- Vu les Avenants n° 1 et n° 2 à la Convention du 11 Novembre 1968, approuvés par l'Ordonnance n°22/73 du 07/07/1973.

- Vu l'Avenant n° 3 à la Convention du 11 Novembre 1968, approuvé par l'Ordonnance n° 047/77 du 21 Novembre 1977.

- Vu l'Avenant n° 4 à la Convention du 11 Novembre 1968, approuvé par l'Ordonnance n° 019/89 du 30/8/89.

- Vu l'Accord du 16 Mars 1989, approuvé par l'Ordonnance n° 021/89 du 1/09/89.

- Vu l'Avenant n° 5 à la Convention du 11 Novembre 1968.

Etant préalablement rappelé que :

- la République du Congo souhaite faire évoluer les modalités d'intervention des sociétés pétrolières vers un régime de partage de la production de pétrole entre l'Etat et lesdites sociétés ;
- AGIP RECHERCHES CONGO accepte de retenir la forme nouvelle du Contrat de Partage de Production tant pour les nouveaux permis de recherche qui lui seront attribués dans l'avenir que pour les permis de recherche prorogés de Marine VI et Marine VII ainsi que les permis d'exploitation qui en découleront;

- l'importance des investissements de recherche et de développement déjà réalisés ou prévus sur les permis existants rendent nécessaire la stabilisation des conditions économiques et fiscales qui les régissent sur une longue durée pour permettre un partage équilibré de la rente minière ;

- l'Avenant n° 4 à la Convention du 11 Novembre 1968 prévoit que les travaux sur les permis de recherche Marine VI et Marine VII ainsi que sur les titres d'exploitation découlant de ces permis de recherche seront effectués par le bénéficiaire en association avec la Société Nationale de Recherches et d'Exploitation Pétrolières "HYDRO-CONGO" et qu'un Contrat d'Association a été conclu à cet effet respectivement sur les permis Marine VI et Marine VII le 15 Mars 1989;

- AGIP RECHERCHES CONGO a effectué une cession au profit de CHEVRON INTERNATIONAL LIMITED - CONGO ("CHEVRON") conformément à l'Avenant n°1 du 4 Juin 1973 à la Convention du 11 Novembre 1968 et à l'Avenant du 17 Octobre 1991 au Contrat d'Association sur le permis Marine VII,

Entre :

- La République du CONGO, représentée par Monsieur Benoît KOUKEBENE, Ministre des Hydrocarbures,
- La société AGIP SpA, représentée par Monsieur Edoardo CAINER, son Directeur Général,
- La société AGIP RECHERCHES CONGO, représentée par Monsieur Pietro CAVANNA, son Président,

ci-après désignées collectivement "les Parties",

Il a été convenu ce qui suit :

ARTICLE 1 - DEFINITIONS

Pour les besoins du présent Avenant, il est attribué la signification suivante aux termes ci-dessous :

- "Le Contracteur" désigne pour le permis Marine VI et les nouveaux permis qui seront attribués à AGIP RECHERCHES CONGO dans le cadre du présent Avenant l'ensemble constitué par AGIP RECHERCHES CONGO, HYDRO-CONGO, et toute autre entité à laquelle AGIP RECHERCHES CONGO ou HYDRO-CONGO pourrait céder un intérêt dans les droits et obligations du Contrat de Partage de Production. Pour le permis Marine VII, le Contracteur désigne l'ensemble décrit ci-dessus y compris CHEVRON. Le Contracteur réalisera les opérations pétrolières, fournira tous les moyens techniques et réunira les financements nécessaires à la mise en oeuvre du Contrat de Partage de Production.

- "Production Nette" signifie la production totale d'hydrocarbures liquides (y compris les Gaz de Pétrole Liquéfiés (GPL)), diminuée de toutes eaux et de tous sédiments produits, de toutes quantités d'hydrocarbures réinjectées dans le gisement, utilisées ou perdues au cours des travaux pétroliers.

- "Zone de Permis" désigne la zone couverte par tout permis de recherche attribué à AGIP RECHERCHES CONGO et entrant dans le champ d'application du Régime de Partage de Production défini par le présent Avenant ainsi que tous les permis d'exploitation en découlant.

TITRE I - DEFINITION ET CHAMP D'APPLICATION DU REGIME DE PARTAGE DE PRODUCTION

ARTICLE 2 - OBJET ET CHAMP D'APPLICATION

Les Parties conviennent que les opérations de recherche et d'exploitation des hydrocarbures sur les permis de recherches attribués au bénéficiaire après la date d'entrée en vigueur du présent Avenant et sur les permis d'exploitation qui en découlent seront réalisées selon un régime de partage de production (ci-après, le Régime de Partage de Production) sur la base des principes du présent Avenant et du contrat de partage de production (ci-après, le Contrat de Partage de Production) qui sera conclu entre la République du Congo et le Contracteur en application du présent Avenant.

Les Parties conviennent d'appliquer également le Régime de Partage de Production aux activités menées par le bénéficiaire dans le cadre des permis de recherche Marine VI et Marine VII, initialement accordés respectivement par décrets n° 89/644 et n° 89/643 du 01/09/89 dont la date d'expiration est reportée au 20/11/1998 pour le Permis Marine VI et au 14/3/1999 pour le Permis Marine VII.

Les Parties conviennent aussi de définir dans le Contrat de Partage de Production et dans un Avenant au Contrat d'Association du 15 Mars 1989 entre AGIP RECHERCHES CONGO, HYDRO-CONGO et CHEVRON les modalités d'affectation dans les Coûts Pétroliers d'HYDRO-CONGO des montants dûs par HYDRO-CONGO au titre des sommes comptabilisées dans le compte avance prévu à l'Article 9 de ce Contrat d'Association, y compris les intérêts.

Les Parties pourront décider d'un commun accord d'appliquer le Régime de Partage de Production à tout autre titre minier de recherche ou d'exploitation dont le bénéficiaire est titulaire à ce jour.

En cas de découverte de gaz naturel, la République du Congo et le Contracteur se concerteront dans les plus brefs délais pour examiner la possibilité d'une exploitation commerciale de cette découverte et, si elle est possible, envisager les aménagements qui devront être apportés au Contrat de Partage de Production afin de tenir compte des caractéristiques spécifiques du gaz naturel au plan technique, économique et commercial.

ARTICLE 3 - DUREE DE VALIDITE

Tous les titres miniers détenus par le bénéficiaire entrant dans le champ d'application du Régime de Partage de Production seront régis par les dispositions de la Convention du 11 novembre 1968, de ses Avenants 1 à 5 et de l'Accord du 16 mars 1989 telles que modifiées par le présent Avenant. Pour ces titres miniers, le régime fiscal résultant de ces dispositions aura, sauf prorogation, une durée de vingt (20) ans à compter de la date de promulgation du présent Avenant.

Tous les titres miniers détenus par le bénéficiaire et n'entrant pas dans le champ d'application du Régime de Partage de Production demeurent régis par la Convention du 11 novembre 1968, ses Avenants 1 à 5 et l'Accord du 16 mars 1989, dont le régime fiscal demeure stabilisé jusqu'au 31 décembre 2005.

TITRE II - PRINCIPES REGISSANT LE PARTAGE DE LA PRODUCTION

ARTICLE 4 - DEFINITION ET RECUPERATION DES COUTS PETROLIERS

4.1 Les dépenses liées aux travaux pétroliers constituent les "Coûts Pétroliers" qui comprennent toutes les dépenses effectivement encourues et payables du fait de ces travaux pétroliers et se répartissent selon les catégories suivantes :

a. Dépenses de recherche

Les charges de toute nature relatives à un permis de recherche liées à l'étude, la préparation et la réalisation des opérations de géologie, géophysique, forage, équipement de puits et essais de production (ainsi que toutes opérations connexes) destinées à découvrir des hydrocarbures ainsi que celles liées aux opérations de géologie, géophysique, forage, équipement de puits et essais de production destinées à déterminer si le gisement découvert est commercial et à en définir les limites.

b. Dépenses de développement

Les charges de toute nature relatives à un ou plusieurs permis d'exploitation liées à l'étude, la préparation et la réalisation des opérations telles que : forage, équipement de puits et essais de production, construction et pose de plates-formes (ainsi que toutes opérations connexes) et toutes autres opérations effectuées en vue de la production, du transport, du traitement, du stockage et de l'expédition des hydrocarbures liquides aux terminaux de chargement.

c. Dépenses d'exploitation

Les charges de toute nature liées à l'étude, la préparation et la réalisation des opérations se rapportant directement ou indirectement à l'exploitation et à l'entretien des installations de production, de traitement, de stockage, de transport et d'expédition des hydrocarbures liquides.

Les charges relatives à la remise en état des sites à l'issue de l'exploitation pourront faire l'objet de provisions.

d. Dépenses antérieures à la date d'entrée en vigueur

Les dépenses réalisées avant l'entrée en vigueur du présent Avenant sur les Zones de Permis et non amorties par AGIP RECHERCHES CONGO et CHEVRON à cette date, telles qu'elles résultent de la comptabilité d'AGIP RECHERCHES CONGO et CHEVRON.

e. Compte avance HYDRO-CONGO

Il est entendu qu'afin de permettre le remboursement par HYDRO-CONGO du compte avance tel que prévu au Contrat d'Association, l'intégralité des montants qui figureront audit compte avance y compris les interêts constitueront des Coûts Pétroliers pour HYDRO-CONGO.

Pour les travaux réalisés sur le permis d'exploitation de KITINA, les frais financiers et autres frais relatifs au financement des travaux pétroliers constituent des Coûts Pétroliers qui seront récupérables dans les mêmes conditions que les frais de même nature sont déductibles de l'assiette fiscale en application des dispositions de la Convention du 11 Novembre 1968 et de ses Avenants ~~1 à 5.~~

Pour les développements ultérieurs, les Parties conviennent que les frais financiers récupérables seront limités à une proportion ne dépassant pas soixante-dix (70) pour cent de leur montant total.

Les frais relatifs à la commercialisation des hydrocarbures liquides feront l'objet d'accords particuliers.

Toutes ces dépenses et provisions seront déterminées suivant la "Procédure Comptable" spécifiée en Annexe 1 au Contrat de Partage de Production.

4.2 La récupération des Coûts Pétroliers s'effectue séparément pour chaque Zone de Permis.

Dès le démarrage de la production d'hydrocarbures sur un permis d'exploitation, chaque entité composant le Contracteur commencera à récupérer sa part des Coûts Pétroliers relatifs à la Zone de Permis correspondante en recevant chaque année civile une quantité d'hydrocarbures liquides au plus égale à C % du total de la Production Nette du ou des permis d'exploitation au(x)quel(s) elle participe multipliée par le pourcentage d'intérêt qu'elle détient dans ce ou ces permis d'exploitation.

Si, au cours d'une quelconque année civile, les Coûts Pétroliers non encore récupérés par une entité composant le Contracteur dépassent la valeur de la quantité d'hydrocarbures liquides pouvant être retenue par cette entité comme indiqué ci-dessus, le surplus ne pouvant être

récupéré dans l'année civile considérée sera reporté sur les années civiles suivantes jusqu'à récupération totale ou expiration du Contrat de Partage de Production.

C sera égal à 50 % (cinquante pour cent) pour les gisements situés par une profondeur d'eau inférieure ou égale à 200 m.

Pour les gisements situés par une profondeur d'eau supérieure à 200 m, la République du Congo et le Contracteur se rencontreront afin de déterminer d'accord parties, au vu de la réalité technique des développements envisagés et de leur coût estimé, la valeur de C qui permettra au Contracteur de récupérer intégralement ses dépenses de développement au cours des sept années suivant le démarrage de la production.

Au cas où un gisement serait situé de part et d'autre de la ligne de profondeur d'eau de 200 m, les Parties se rencontreront afin de déterminer, compte tenu des données techniques, si C doit être égal ou supérieur à 50 % (cinquante pour cent).

Pour le permis d'exploitation de KITINA, C sera égal à 50 % (cinquante pour cent).

4.3 Sur chaque Zone de Permis, afin de tenir compte des situations particulières qui résulteraient de prix exceptionnellement bas des hydrocarbures liquides, les dispositions suivantes s'appliqueront :

- si le Prix Fixé est compris entre 10 $US par baril et 14 $US par baril, les Coûts Pétroliers seront remboursés au Contracteur par affectation d'une quantité d'hydrocarbures liquides dont la valeur au Prix Fixé sera au plus égale au produit de 7 $US par baril par la Production Nette de la Zone de Permis considérée exprimée en barils ;

- si le Prix Fixé est inférieur à 10 $US par baril, les Coûts Pétroliers seront remboursés au Contracteur par affectation d'une quantité d'hydrocarbures liquides dont la valeur au Prix Fixé sera au plus égale au produit des 7/10 du Prix Fixé par la Production Nette de la Zone de Permis considérée exprimée en barils.

4.4 Sur chaque Zone de Permis, au cas où le Prix Fixé serait supérieur à 22 $US par baril, valeur actualisée comme indiqué à l'article 5.2 ci-après, les Coûts Pétroliers seront remboursés au Contracteur par affectation d'une quantité d'hydrocarbures liquides dont la valeur au Prix Fixé sera au plus égale au produit de la Production Nette de la Zone de Permis considérée exprimée en barils multiplié par C multiplié par 22 $US (valeur à actualiser).

4.5 Les Parties conviennent que les modalités de vérification des Coûts Pétroliers par la République du Congo seront définies dans le cadre du Contrat de Partage de Production et de sa Procédure Comptable.

ARTICLE 5 - PARTAGE DE LA PRODUCTION

5.1 On appelle "Profit Oil" la quantité d'hydrocarbures liquides égale à la Production Nette d'une Zone de Permis diminuée de la redevance minière proportionnelle et de la quantité d'hydrocarbures liquides correspondant au remboursement effectif des Coûts Pétroliers.

Quelle que soit la profondeur d'eau, le Profit Oil est partagé comme suit , pour chaque Zone de Permis :

a) si la part de la Production Nette effectivement affectée au remboursement des Coûts Pétroliers est égale, ou supérieure, à 50 % de cette Production Nette, la République du Congo recevra 33 % et le Contracteur 67 % du Profit Oil.

b) si la part de la Production Nette effectivement affectée au remboursement des Coûts Pétroliers est inférieure à 50 % de cette Production Nette, la République du Congo et le Contracteur recevront respectivement 50 % du Profit Oil sur la partie de ce Profit Oil comprise entre la quantité d'hydrocarbures liquides correspondant au remboursement des

Coûts Pétroliers et 50 % de la Production Nette ; sur la partie restante du Profit Oil, la République du Congo recevra 33 % et le Contracteur 67 % du Profit Oil ;

5.2 Sur chaque Zone de Permis, au cas où le Prix Fixé serait supérieur à 22 $US par baril, la différence entre le chiffre d'affaires généré par la vente de la Production Nette au Prix Fixé et le chiffre d'affaires calculé au prix de 22 $US par baril serait partagée à raison de 82 % pour la République du Congo et de 18 % pour l'ensemble des entités composant le Contracteur ; dans ce cas la part équivalant au chiffre d'affaires pouvant résulter d'une vente de la même Production Nette à un prix de 22 $US par baril resterait partagée comme indiqué à l'article 5.1 ci-dessus.

Il est entendu que dans le cadre de l'application du présent article, la partie de la redevance minière proportionnelle correspondant à l'excédent de chiffre d'affaires généré par la vente de la Production Nette à un prix supérieur à 22 $US par baril est comprise dans la part de 82 % qui revient ainsi à la République du Congo.

Le seuil de 22 $US par baril mentionné ci-dessus est déterminé au 1.1.1994 et sera actualisé trimestriellement par application de l'indice d'inflation du produit intérieur brut des Etats-Unis d'Amérique, tel que défini au Contrat de Partage de Production.

5.3 Tous les calculs prévus aux articles 4 et 5 se feront selon les modalités définies au Contrat de Partage de Production.

ARTICLE 6 - REGIME FISCAL

6.1 La redevance minière proportionnelle due à la République du Congo sera calculée au taux de 12 % s'appliquant à la Production Nette de chaque Zone de Permis. La République du Congo aura le droit de recevoir cette redevance en espèces en notifiant au Contracteur son choix au moins quatre vingt dix (90) jours à l'avance. Si une telle notification n'est pas faite par la République du Congo, cette redevance sera, alors, prélevée par la République du Congo en nature au point d'enlèvement.

Les quantités d'hydrocarbures liquides consommées par le Contracteur dans le processus de production seront assujetties au paiement en espèces de la redevance minière proportionnelle au taux de 12 %.

6.2 La part d'hydrocarbures liquides revenant au Contracteur à l'issue des affectations et des partages définis aux Articles 4 et 5 est netté 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 du 11 Novembre 1968, ses Avenants 1 à 5 et l'Accord du 16 Mars 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 comprend l'impôt sur les sociétés calculé 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. 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 réalisés au titre du Contrat de Partage de Production.

6.3 Bien que le Régime de Partage de Production exclue les permis de recherche de Marine VI et Marine VII du champ d'application de l'Avenant n°3 à la Convention du 11 Novembre 1968, l'ensemble des dépenses d'AGIP RECHERCHES CONGO relatives aux permis de recherche de Marine VI et Marine VII qui ont été ou seront encourues par AGIP RECHERCHES CONGO

constitue une charge fiscale déductible de l'assiette de l'impôt dû au titre des activités non soumises au Régime de Partage de Production.

Cette déduction s'effectue sous forme de provision conformément aux règles fixées par l'ensemble des documents contractuels visés par le présent Avenant, étant entendu qu'il est fait masse du chiffre d'affaires des champs de l'Avenant n° 3 et de celui résultant pour AGIP RECHERCHES CONGO des permis de Marine VI et Marine VII et des permis d'exploitation qui en découlent pour déterminer le montant dont les dépenses déductibles devront représenter chaque année au plus le 1/12.

Ces provisions seront reprises au fur et à mesure de la récupération effective des Coûts Pétroliers correspondants en application de l'Article 4 ci-dessus.

A l'abandon du permis concerné, les dépenses d'exploration, dont les provisions constituées dans les conditions ci-dessus n'auraient pas été reprises en application de la procédure de récupération des Coûts Pétroliers, seront amorties selon le régime prévu par l'ensemble des documents contractuels visés par le présent Avenant.

Les boni payés pour la prorogation des permis de recherche de Marine VI et Marine VII et l'octroi du permis d'exploitation de KITINA seront récupérables avec un "uplift" de cinq (5) pourcent sur les montants récupérés sous les termes de l'Avenant n°3 à la Convention du 11 Novembre 1968 et de l'Accord du 16 Mars 1989. Au cas où lesdits montants récupérables ne sont pas récupérés à travers la banalisation, les montants non récupérés pourront être ajoutés aux Coûts Pétroliers récupérables à travers le Cost Oil de KITINA.

6.4 A l'occasion de toute cession d'intérêt sur un permis faisant partie d'une Zone de Permis et réalisée conformément aux dispositions de la Convention du 11 Novembre 1968, les entités composant le Contracteur seront exonérées de tout impôt, droit ou taxe de quelque nature que ce soit. La réalisation de telles cessions sera sans incidence sur le montant total des Coûts Pétroliers récupérables.

ARTICLE 7 - PROPRIETE DES BIENS MOBILIERS ET IMMOBILIERS - REPRESENTATION DU CONTRACTEUR

7.1 La propriété des biens mobiliers et immobiliers de toutes natures acquis par le Contracteur dans le cadre des travaux pétroliers régis par le Contrat de Partage de Production sera automatiquement transférée à la République du Congo dès complet remboursement au Contracteur des Coûts Pétroliers correspondants. Toutefois, après ce transfert de propriété, le Contracteur pourra continuer à utiliser lesdits biens immobiliers et mobiliers gratuitement et de manière exclusive, pendant toute la durée dudit Contrat; en cas de cession ou de vente des biens ainsi transférés, les produits obtenus seront versés en totalité à la République du Congo.

Dans le cas où des biens mentionnés ci-dessus seraient l'objet de sûretés consenties à des tiers dans le cadre du financement des travaux pétroliers , le transfert de la propriété de ces biens à la République du Congo n'interviendrait qu'après complet remboursement par le Contracteur des emprunts ainsi garantis.

Les dispositions des alinéas ci-dessus ne sont pas applicables aux équipements appartenant à des tiers et qui sont loués au Contracteur, ni aux biens meubles et immeubles acquis par AGIP RECHERCHES CONGO pour des travaux autres que les travaux pétroliers relatifs à toute Zone de Permis et qui pourraient être utilisés au profit des travaux pétroliers relatifs à cette Zone de Permis.

7.2 La République du Congo reconnaît que, afin de faciliter le financement des travaux pétroliers, les entités composant le Contracteur peuvent avoir à hypothéquer ou constituer en sûreté des

biens concourant à la réalisation des travaux pétroliers, ainsi qu'à nantir des droits résultant pour elles du Contrat de Partage de Production.

Sur la demande de ces entités composant le Contracteur précisant les modalités de constitution de ces sûretés et leurs bénéficiaires, et dans la mesure où ces sûretés ne porteront pas atteinte aux intérêts fondamentaux de la République du Congo, la République du Congo autorisera lesdites sûretés dans les formes et délais satisfaisant les besoins des organismes prêteurs.

7.3 Les entités étrangères composant le Contracteur ne seront pas tenues de constituer une société filiale de droit congolais du fait de leur participation au Contrat de Partage de Production ; chacune d'entre elles sera néanmoins tenue d'enregistrer une succursale au Congo à compter de l'acquisition de sa participation.

Si une entité composant le Contracteur décide de constituer une filiale de droit congolais, la République du Congo s'engage à ne pas exiger une participation directe ou indirecte à son capital.

ARTICLE 8 - PROPRIETE, PRIX ET DISPOSITION DES HYDROCARBURES

8.1 Sous réserve des dispositions de la Convention du 11 Novembre 1968 relatives à la vente d'hydrocarbures liquides au Congo, chaque entité composant le Contracteur, ainsi que ses clients et transporteurs, aura le droit d'exporter librement au point d'enlèvement choisi à cet effet la part d'hydrocarbures liquides lui revenant en application des Articles 4 et 5.

Les hydrocarbures liquides produits deviendront la propriété indivise de la République du Congo et du Contracteur au passage à la tête des puits de production.

La propriété de la part d'hydrocarbures liquides revenant à la République du Congo et à chaque entité composant le Contracteur en application des Articles 4, 5 et 6 sera transférée à celles-ci à la sortie des installations de stockage ; dans le cas d'une exportation par navire pétrolier, le point de transfert de propriété sera le point de raccordement entre le navire et les installations de chargement.

La République du Congo prendra également livraison au(x) même(s) point(s) d'enlèvement de la part d'hydrocarbures liquides lui revenant.

8.2 Aux fins de la récupération des Coûts Pétroliers conformément aux dispositions de l'Article 4, du partage du Profit Oil comme prévu à l'Article 5, ou de la perception en espèces de la redevance minière proportionnelle, le prix des hydrocarbures liquides sera le Prix Fixé, ce Prix Fixé reflétant la valeur de chaque qualité des hydrocarbures liquides, FOB terminal de chargement au Congo, sur le marché international, déterminé en US Dollars par baril. Le prix sera déterminé paritairement par la République du Congo et le Contracteur pour chaque mois. A cet effet, les entités composant le Contracteur communiqueront aux autorités compétentes de la République du Congo les informations prévues à l'Article 5 de l'Avenant n° 3 à la Convention du 11 Novembre 1968.

ARTICLE 9

Le présent Avenant entrera en vigueur à la date de son approbation selon les formes requises pour qu'il ait force de loi.

Fait à Brazzaville en trois (3) exemplaires, le 23 Nov. 1994

Pour la République du CONGO,
Le Ministre des Hydrocarbures
Benoit KOUKEBENE

Pour la Société AGIP SpA
Le Directeur Général
Edoardo CAINER

Pour la Société AGIP RECHERCHES CONGO
Le Président
Pietro CAVANNA