

JOURNAL OFFICIEL

paraissant le 1^{er} et le 15 de chaque mois

ABONNEMENTS

| | | |
|----------|----------------------|----------------------------|
| NIGER | { 1 an - 6 mois - | 25.000 FCFA 12.500 FCFA |
| ETRANGER | { 1 an - 6 mois - | 38.000 FCFA 19.000 FCFA |

VENTE AU NUMERO

| | Année courante | Année antérieure |
|----------|----------------|------------------|
| NIGER | 1.000 FCFA | 1.500 FCFA |
| ETRANGER | 1.500 FCFA | 2.000 FCFA |

MODALITES DE PAIEMENT

Les abonnements ou réabonnements et les annonces sont payables d'avance.

Tout règlement s'effectue exclusivement par mandat postal ou chèque bancaire.

Pour tout règlement en espèces, une quittance sera fournie. Exigez votre quittance.

INSERTION

Trois mille (3.000) francs CFA la ligne.
Un minimum de perception de 30.000 FCFA.
par annonce sera appliquée pour les insertions.
Adresser les correspondances, textes à insérer, demandes de renseignements à :

**JOURNAL OFFICIEL
DE LA REPUBLIQUE DU NIGER
B.P. 116 NIAMEY
Téléphone : 20.72.39.30 / 20.72.20.59
20.20.32.55**

SPECIAL N° 03

SOMMAIRE

PARTIE OFFICIELLE

ACTES DU PRESIDENT DU CONSEIL NATIONAL POUR LA SAUVEGARDE DE LA PATRIE

MINISTERE DU PETROLE

| | |
|--|------|
| Décret n° 2024-196/P/CNSP/MPe du 02 mars 2024 portant approbation du Contrat de partage de production (CPP), entre la République du Niger et la Société nigérienne de pétrole SA, relatif aux blocs pétroliers R5, R6 et R7..... | 1498 |
| - <i>Contrat de partage de production (CPP)</i> | 1498 |
| - <i>Annexes</i> | 1545 |
| Décret n° 2024-197/P/CNSP/MPe du 02 mars 2024 portant approbation du Contrat de partage de production (CPP), entre la République du Niger et la Société nigérienne de pétrole SA relatif au bloc pétrolier Bilma..... | 1567 |
| - <i>Contrat de partage de production (CPP)</i> | 1567 |
| - <i>Annexes</i> | 1614 |

| | |
|---|------|
| Arrêté n° 24/MPe/SG/DGH/DCEPP/DL du 26 mars 2024 portant attribution de l'Autorisation exclusive de recherche dénommée "R 5 6 7 " à la Société nigérienne de pétrole S.A..... | 1626 |
| Arrêté n° 25/MPe/SG/DGH/DCEPP/DL du 26 mars 2024 portant attribution de l'Autorisation exclusive de recherche dénommée " Bilma " à la Société nigérienne de Pétrole S.A..... | 1637 |

PARTIE OFFICIELLE

ACTES DU PRESIDENT DU CONSEIL NATIONAL POUR LA SAUVEGARDE DE LA PATRIE

MINISTERE DU PETROLE

Décret n° 2024-196/P/CNSP/MPe du 02 mars 2024 portant approbation du Contrat de partage de production (CPP), entre la République du Niger et la Société nigérienne des pétrole SA, relatif aux blocs pétroliers R5, R6 et R7

Le Président du Conseil national pour la sauvegarde de la patrie, Chef de l'Etat,

Vu la Proclamation du Conseil national pour la sauvegarde de la patrie (CNSP) en date du 28 juillet 2023 ;

Vu l'ordonnance n° 2023-01 du 28 juillet 2023 portant suspension de la Constitution du 25 novembre 2010 et créant le Conseil national pour la sauvegarde de la patrie (CNSP) ;

Vu l'ordonnance n° 2023-02 du 28 juillet 2023 portant organisation des pouvoirs publics pendant la période de transition ;

Vu la loi n° 2017-63 du 14 août 2017, portant Code pétrolier ;

Vu le décret n° 2018-659/PRN/MPe du 25 septembre 2018 portant modalités d'application de la loi n° 2017-63 du 14 août 2017, portant Code pétrolier ;

Vu le décret n° 2023-20/P/CNSP du 07 août 2023 portant nomination du Premier Ministre ;

Vu le décret n° 2023-035/P/CNSP du 09 août 2023, portant nomination des membres du Gouvernement, modifié par le décret n° 2024-153/P/CNSP du 19 février 2024 ;

Vu le décret n° 2023-068/P/CNSP du 08 septembre 2023 portant organisation du Gouvernement et fixant les attributions des Ministres d'Etat, des Ministres et du Ministre délégué, modifié par le décret n° 2023-177/P/CNSP du 14 octobre 2023 ;

Vu le décret n° 2023-123 /P/CNSP/MP/M/E du 21 septembre 2023 portant organisation du Ministère du pétrole, des mines et de l'énergie ;

Vu Sur rapport du Ministre du pétrole ;

Le Conseil des Ministres entendu ;

Décrète :

Article premier : Est approuvé, tel qu'annexé au présent décret, le Contrat de partage de production (CPP) entre la République du Niger et l'opérateur national désigné Société nigérienne de pétrole SA, relatif aux blocs pétroliers R5, R6 et R7 (CPP R5, R6 et R7).

Art. 2 : Les contrats de travaux, de fournitures et de services passés par la Société nigérienne des pétroles SA pour les besoins de l'exécution des opérations en lien avec le Contrat de partage de production visé à l'article 1^{er} ci-dessus ou entrant, d'une manière générale, dans le champ des activités relevant du secteur des hydrocarbures, ne sont pas soumis à la réglementation des marchés publics.

Art. 3 : Le Ministre du pétrole est chargé de l'application du présent décret qui sera publié, avec ledit CPP et ses annexes, au *Journal Officiel* de la République du Niger.

Fait à Niamey, le 02 mars 2024

Le Président du Conseil national pour la sauvegarde de la patrie, Chef de l'Etat

Le Général de Brigade Abdourahamane Tiani

CONTRAT DE PARTAGE DE PRODUCTION

Entre

LA REPUBLIQUE DU NIGER

Et

LA SOCIETE NIGERIENNE DE PETROLE

PORTANT SUR LES BLOCS R5, R6 ET R7

Contrat de partage de production conclu entre :

1. **La République du Niger**, représentée aux présentes par Monsieur Barké B.M. Moustapha, Ministre du pétrole, agissant aux présentes en vertu des pouvoirs qui lui sont conférés par l'article 83 de la loi n° 2017-63 du 14 août 2017 portant Code pétrolier de la République du Niger,

Ci-après désignée l'"Etat",

D'une part,

Et

2. **La Société nigérienne de pétrole (SONIDEP SA)**, Opérateur national, une société de droit nigérien, ayant son siège sis social à Rue 362 NB1, Avenue Abdoulaye Fadiga, BP 11702, Niamey, immatriculée au RCCM sous le numéro RCCM-NI-NIA-2003-B-1146 en date du 1^{er} décembre 2003, modifié sous le Numéro NE-NIA*2020-M-025 en date du 09 janvier 2020, représentée aux présentes par Monsieur Hassane Seibou Ali, en sa qualité de Directeur général,

Ci-après désignée le "Contractant"

D'autre part,

L'Etat et le Contractant étant désignés collectivement les "Parties", ou individuellement la "Partie".

Vu la loi n° 2017-63 du 14 août 2017 (le "Code pétrolier"), et le décret n° 2018-659/PRN/MPE du 25 septembre 2018 pris pour son application (le "Décret d'application"),

Il a été préalablement exposé ce qui suit :

Considérant que tous les Gisements d'hydrocarbures solides, liquides ou gazeux que recèle le sol ou le sous-sol du territoire de la République du Niger sont et demeurent la propriété exclusive de l'Etat.

Considérant que la recherche, le développement et l'exploitation des hydrocarbures sur le territoire de la République du Niger sont d'importance pour le développement de l'économie du pays, mais nécessitent des moyens techniques et financiers importants.

Considérant que la loi n° 2017-63 du 14 août 2017, portant Code pétrolier de la République du Niger et le décret n° 2018-659/PRN/MPE du 25 septembre 2018 pris pour l'application de cette loi autorisent, par conséquent, le Gouvernement du Niger à attribuer aux Sociétés pétrolières ou aux Consortiums justifiant des capacités techniques et financières en vue de la réalisation de telles opérations, une autorisation exclusive de recherche d'hydrocarbu-

res et, en cas de découverte d'une quantité d'hydrocarbures commercialement exploitable, une Autorisation exclusive d'exploitation des hydrocarbures découverts, sous réserve de la conclusion préalable avec l'Etat d'un contrat de partage de production.

Considérant que la Société nigérienne de pétrole (le contractant) souhaite entreprendre des Opérations de recherche d'hydrocarbures et, en cas de découverte d'un Gisement commercial, des Opérations d'exploitation et des Opérations de transport. Qu'elle a formulé, à cet effet, une demande d'attribution d'une autorisation exclusive de recherche dans les conditions et suivants les modalités prévues aux articles 131 et 132 du Décret d'application, laquelle demande a été jugée recevable.

Considérant que les Parties se sont dès lors rapprochées conformément aux dispositions de l'article 133 du Décret d'application en vue de la négociation du présent Contrat dont les dispositions ont été approuvées par le décret n°2024-196/P/CNSP/MPe pris en Conseil des Ministres conformément à l'article 83 du Code pétrolier le 02 mars 2024 (le "Décret d'approbation").

Les Parties ont convenu de ce qui suit :

TITRE I - DISPOSITIONS GENERALES

Article 1. Définitions et interprétation

1.1 Définitions

Les termes et expressions visés ci-après ont la signification qui leur est attribuée ci-après, lorsqu'ils sont précédés d'une lettre majuscule, pour les besoins de l'interprétation et de l'exécution de ce Contrat :

Accord d'unification : accord par lequel le Contractant et les Titulaires d'Autorisations exclusives d'exploitation contigus et portant sur le même Gisement commercial, désignent un Opérateur unique pour ce Gisement commercial et s'entendent sur les conditions de financement des dépenses et de partage des produits résultant du développement et de l'exploitation du Gisement ;

Accords internationaux de transport : accords et conventions conclus entre l'Etat et les Etats sur les territoires desquels sera construit et exploité tout Système de transport des hydrocarbures par canalisations appelé à traverser le territoire d'un ou de plusieurs pays tiers afin d'organiser cette construction et cette exploitation et de définir le statut de l'ouvrage et du Contractant transport ;

Actionnaire : toute personne qui détient :

- une ou plusieurs action (s) ou part (s) sociales de toute société composant le Contractant ;
- des obligations ou des créances convertibles en actions d'une société composant le Contractant ;

Activités connexes : activités et travaux suivants, entrepris pour permettre la réalisation des Opérations pétrolières et qui sont autorisés suivant les mêmes modalités que les Opérations pétrolières :

- l'établissement et l'exploitation de centrales, postes et lignes électriques ;
- la construction ou la mise en place de systèmes de télécommunication ;
- la réalisation d'ouvrages de secours ;
- l'établissement et l'exploitation d'installations de stockage et de mise en dépôt des matériaux, équipements, produits et déchets, ainsi que la réalisation et l'exploitation d'installations destinées au ballastage et à l'élimination de la pollution ;

- les adductions d'eau, forages, canalisations et tous autres ouvrages destinés à l'approvisionnement en eau des Opérations pétrolières et du personnel ;

- les constructions destinées au logement, aux loisirs, à l'hygiène, aux soins et à l'instruction du personnel et de leur famille ;

- l'établissement ou l'amélioration de toutes voies de communication et notamment les routes, ponts, chemins de fer, rigoles, canaux, ports fluviaux, terrains d'atterrissement ;

- l'établissement de bornes repères et de bornes de délimitation ;

Agent public : (i) toute personne employée par une Autorité de l'Etat ou une organisation internationale ayant le caractère de personne morale de droit public ("Organisation publique internationale"), quel que soit son niveau de responsabilité et qu'il s'agisse d'un fonctionnaire, d'un agent contractuel ou d'une personne liée à l'Autorité de l'Etat ou à l'Organisation publique internationale concernée par un contrat de travail au sens des Lois en vigueur et plus généralement quelle que soit la nature du lien de droit entre la personne concernée et l'Autorité de l'Etat ou l'Organisation publique internationale concernée ; (ii) toute personne agissant au nom d'une Autorité de l'Etat ou d'une Organisation publique internationale en vertu d'un titre, d'un mandat ou d'une fonction officielle ; (iii) tout officiel dirigeant ou agent d'un organisme d'Etat ; (iv) tout officiel, dirigeant ou agent d'une société ou autre personne morale partiellement détenue ou contrôlée par l'Etat ; (v) tout candidat à une fonction politique de niveau national; (vi) tout parti politique ou officiel d'un parti politique.

Année civile : période de douze (12) mois consécutifs commençant le 1er janvier et se terminant le 31 décembre de la même année ;

Annexe : toute annexe jointe au présent acte ;

Arrêt de service et mise en sécurité : opérations comprenant le déplacement des matières et fournitures consommables utilisables pour les Opérations pétrolières, la vidange et le nettoyage des systèmes de traitement, la fermeture par phases des services généraux et des systèmes de sécurité avec pour objectif de sécuriser l'installation et de la préparer au Démantèlement ;

Arrêté d'Attribution : arrêté qui accordera l'Autorisation exclusive de recherche conformément aux dispositions du Contrat et de la Législation pétrolière ;

Autorisation :

- l'Autorisation de prospection,
- l'Autorisation exclusive de recherche,
- l'Autorisation exclusive d'exploitation,
- ou l'Autorisation de transport intérieur ;

Autorisations : au moins deux Autorisations de même nature ou de natures différentes ;

Autorité de l'Etat : Etat en tant que personne morale de droit public, tout service, département ministériel ou autre, agence ou organe non personnalisé de l'Etat personne morale, y compris les services déconcentrés de l'Etat, toute collectivité territoriale décentralisée de la République du Niger, tout établissement public et plus généralement toute personne morale de droit public, toute autorité administrative indépendante de l'Etat dotée ou non de la personnalité morale, toute juridiction ou tribunal arbitral, toute société, entité ou personne morale de droit public ou de droit privé détenue ou contrôlée par l'Etat.

Autorité publique : Gouvernement de la République du Niger ou toute émanation de l'Etat (que ce soit au niveau national,

régional, départemental ou communal) ou des collectivités territoriales ;

Autorisation exclusive de recherche : autorisation exclusive de recherche telle que définie par le Code pétrolier, attribuée au Contractant conformément aux dispositions de la Législation pétrolière et l'autorisant à entreprendre des Opérations de recherche d'hydrocarbures dans la Zone contractuelle de recherche dont le périmètre est défini à l'Annexe A du présent acte ;

Autorisation exclusive d'exploitation : autorisation octroyée en vertu des dispositions du Code pétrolier et des textes pris pour son application, qui confère à son Titulaire le droit exclusif d'entreprendre des Opérations d'exploitation, dans la Zone contractuelle d'exploitation et, en ce qui concerne les Opérations de développement et les Opérations d'exploitation ayant pour objet la construction et l'exploitation des infrastructures de surface nécessaires à l'exploitation du ou des Gisements commerciaux concernés, sur tout ou partie des terrains donnés en jouissance au Titulaire pour les besoins de la réalisation des Opérations d'exploitation ;

Autorisation d'occupation des terrains nécessaires à la réalisation des opérations pétrolières : toute autorisation d'occupation privative des terrains appartenant au domaine public nécessaires à la réalisation des Opérations pétrolières octroyée dans les conditions et les modalités d'occupation des terrains fixées par la Législation pétrolière, la législation ou la réglementation domaniale en vigueur dans la République du Niger ;

Autorisation de transport intérieur : autorisation octroyée en vertu des dispositions du Code pétrolier et des textes pris pour son application, qui confère à son Titulaire le droit d'entreprendre les opérations de construction et d'exploitation d'un Système de transport des hydrocarbures par canalisations ;

Baril : volume de Pétrole brut égal à 158,9 litres aux conditions normales de température et de pression ;

Bonus d'exploitation : bonus d'exploitation dû par le Contractant en cas d'attribution d'une Autorisation exclusive d'exploitation dont le montant et les modalités de paiement sont fixés à l'article 37 ;

Bonus de signature : Bonus de signature dû par le Contractant dont le montant et les modalités de paiement sont fixés à l'Article 36 ;

Brent : pétrole issu de la Mer du Nord côté à Londres ;

Budget : estimation détaillée de couts pétroliers prévisionnels ;

Cessation définitive de l'exploitation du gisement : étapes terminales de la gestion du Gisement, la fermeture par phases, l'obturation des Puits, la dépressurisation et le drainage des systèmes de traitement et l'isolement des systèmes d'évacuation ;

Cessionnaire : toute personne ayant acquis de toute entité composant le Contractant des droits et obligations résultant de son Autorisation exclusive de recherche, ou d'une ou plusieurs Autorisation(s) exclusive(s) d'exploitation, y compris les personnes ayant acquis lesdits droits suite à la réalisation d'une sûreté ou par subrogation ou de substitution de Prêteur. La qualité de Cessionnaire est également dévolue à toute personne ayant pris le Contrôle d'une entité composant le Contractant ou d'une personne succédant de quelque manière que ce soit et en tout ou partie aux droits et obligations d'une telle entité ;

Code des investissements : loi n° 2014-09 du 16 avril 2014, portant Code des investissements en République du Niger et les textes modificatifs subséquents, dans ses dispositions en vigueur à la Date de signature ou à la Date d'entrée en vigueur, si ces

dernières s'avèrent être les plus favorables au Contractant transport ;

Code pétrolier : loi n° 2017-63 du 14 août 2017 portant Code pétrolier de la République du Niger ;

Comité de gestion : comité dont la constitution, les attributions et les modalités de fonctionnement sont fixées à l'article 21 ;

Compte du trésor public : tout compte ouvert au nom de l'Etat dans les livres du Trésor public est réputé appartenir à l'Etat ;

Compte bancaire agréé trésor public : tout compte ouvert au nom du Ministère en charge des hydrocarbures dans les livres du Trésor public, étant entendu que les Parties conviennent que tout compte ouvert au nom du Ministère en charge des hydrocarbures dans les livres du Trésor public est réputé appartenir à l'Etat ;

Concession immobilière : Concession industrielle provisoire ou l'Autorisation d'occupation des terrains nécessaires à la réalisation des opérations pétrolières indifféremment ;

Concession industrielle provisoire : concession industrielle provisoire octroyée au Contractant ou au Contractant transport, selon le cas, par arrêté conjoint du Ministre chargé des hydrocarbures et du Ministre chargé des domaines, conformément aux dispositions du titre I, chapitre 3 du Décret d'application, pour l'occupation de terrains relevant du domaine privé de l'Etat nécessaires à l'exécution des Opérations pétrolières et des Opérations de transport ;

Consortium : à tout moment, groupement de sociétés ou autres entités juridiques formé, le cas échéant, postérieurement à la conclusion du Contrat, dont les membres sont conjointement Titulaires de l'Autorisation exclusive de recherche ou le cas échéant d'une Autorisation exclusive d'exploitation, étant entendu que tout Cessionnaire succédant en tout ou partie aux droits et obligations de l'une des sociétés ou autres entités susmentionnées dans l'Autorisation exclusive de recherche ou dans toute Autorisation exclusive d'exploitation devient partie intégrante du Consortium en ce qui concerne l'Autorisation dans laquelle elle participe. Le terme Consortium n'est utilisé dans le Contrat que dans un souci de commodité et ne saurait en aucun cas indiquer une intention quelconque de la part des sociétés et personnes morales constituant le Consortium, de former entre elles une entité dotée de la personnalité juridique d'après les lois de quelque Etat ou juridiction que ce soit ;

Contractant : Société nigérienne de pétrole ou le Consortium formé postérieurement à la conclusion du présent Contrat ou tout Cessionnaire succédant à l'ensemble des entités qui composent le Contractant. Lorsqu'il est fait mention de toute entité composant le Contractant dans le présent Contrat, l'on se réfère, suivant le cas, à la Société nigérienne de pétrole ou à chaque entité composant le Consortium ou au Cessionnaire succédant à l'ensemble des entités qui composent le Contractant ;

Contractant transport : société formée pour être le Titulaire d'une ou de plusieurs Autorisation (s) de Transport intérieur et pour mener les Opérations de transport ;

Contrat : présent acte et ses annexes ainsi que tout amendement, substitution, extension ou renouvellement aux présentes en vertu de la convention des Parties. Toutefois, lorsqu'il est fait référence au Contrat dans une Annexe, ce terme désigne uniquement le présent acte ;

Contrat d'association : contrat qui régit le fonctionnement du Consortium et les relations entre les entités qui en sont membres ;

Contrôle :

a) soit la détention directe ou indirecte par une personne physique ou morale, d'un pourcentage d'actions ou de parts sociales ou de tout autre titre donnant lieu à la majorité des droits de vote aux assemblées générales d'une entité ou permettant l'exercice d'un pouvoir déterminant dans la direction de ladite entité, étant précisé qu'au sens du Contrat, une personne est présumée exercer un pouvoir déterminant dans la direction d'une entité, lorsqu'en raison de circonstances de droit ou de fait, elle est en mesure de faire prévaloir son point de vue dans les prises de décision de cette entité ;

b) soit la minorité de blocage des décisions de l'assemblée générale d'une entité, déterminée, en ce qui concerne les sociétés, dans les conditions prévues par l'Acte uniforme OHADA sur le droit des sociétés commerciales et le groupement d'intérêt économique ou par la loi du lieu du siège social de la société concernée, si celle-ci s'avère plus pertinente pour l'appréciation de cette minorité de blocage ;

c) soit l'exercice du pouvoir déterminant de décision mentionné ci-dessus en vertu d'accords ou de pactes, statutaires ou non, conclus entre actionnaires ou associés ;

Convention de transport : contrat attaché à une autorisation de transport intérieur délivrée dans les conditions prévues par la Législation pétrolière ;

Cost oil : part de la Production nette d'une Autorisation exclusive d'exploitation, nette de la Redevance ad valorem, affectée au remboursement des Coûts pétroliers effectivement supportés par le Contractant pour la réalisation des Opérations pétrolières objet du Contrat ;

Cost stop : pourcentage maximum de la Production nette d'une Autorisation exclusive d'exploitation, nette de la Redevance ad valorem, qui peut être affecté au remboursement des Coûts pétroliers au titre d'un Exercice fiscal, conformément aux stipulations de l'article 40 ;

Co-titulaire : personne Titulaire avec d'autres d'une Autorisation ;

Coûts des travaux d'abandon : ensemble des coûts, charges et dépenses encourus par le Contractant en vue de réaliser ou dans le cadre de l'exécution des Travaux d'abandon prévus au Contrat. Ils sont exclusivement constitués des provisions constituées conformément aux stipulations du Paragraphe 35.3 et de la part des coûts afférents aux Travaux d'abandon qui excède le montant desdites provisions ;

Coûts pétroliers : ensemble des coûts, charges et dépenses encourus par le Contractant en vue ou dans le cadre de l'exécution des Opérations pétrolières prévues au Contrat, et calculés selon les modalités de la procédure comptable objet de l'Annexe B du Contrat. Ils se décomposent en :

- a) coûts des Opérations de recherche ;
- b) coûts des Opérations de développement ;
- c) coûts des Opérations de production ;
- d) Coûts des travaux d'abandon ;

Date d'entrée en vigueur : date de prise d'effet du Contrat telle que fixée à l'article 2.c) ;

Date de signature : date à laquelle le présent Contrat est signé entre les Parties ;

Découverte : i) le fait pour le Contractant de trouver, au cours de ses Opérations de recherche, des hydrocarbures dont l'existence était inconnue jusque-là et dont le débit en surface peut être

mesuré conformément aux méthodes d'essais de production de l'industrie pétrolière internationale ; ii) les hydrocarbures trouvés par un tiers dans la Zone contractuelle de recherche, antérieurement à l'octroi de l'Autorisation exclusive de recherche, et que le Titulaire décide de soumettre au régime prévu pour les hydrocarbures visés au i) de la présente définition ;

Décret d'application : décret n° 2018-659/PRN/MPE du 25 septembre 2018, portant application du Code pétrolier ;

Décret d'approbation : le décret n° 2024-196/P/CNSP/MPE du 02 mars 2024 ayant approuvé le Contrat ;

Décret d'octroi : décret octroyant au Contractant une Autorisation exclusive d'exploitation ;

Délai de commencement : délai dans lequel le Contractant est tenu de commencer les Opérations de développement, tel que ce délai est prévu à l'article 14 ;

Demande d'occupation des terrains : demande d'octroi d'un titre juridique conférant au Contractant, le droit d'occuper des parcelles du domaine public ou privé de l'Etat, des propriétés privées ou des terrains faisant l'objet de droits coutumiers préalablement incorporés dans le domaine public ou privé de l'Etat, en vue de la réalisation des Opérations pétrolières et des travaux visés à l'article 12 du Code pétrolier ;

Démantèlement : opération consistant à procéder au dégagement permanent d'une Zone contractuelle et à la récupération des tuyauteries, câbles de connexion, et autres équipements affectés aux Opérations pétrolières ;

Division : opération permettant de transformer l'Autorisation exclusive de recherche en plusieurs Autorisations de même type dont l'ensemble des Zones contractuelles est identique à la zone contractuelle de l'Autorisation exclusive de recherche initiale ;

Dollar : monnaie ayant cours légal aux Etats-Unis d'Amérique ;

Données pétrolières : toutes informations et données géologiques, géophysiques et géochimiques obtenues par le Contractant à l'occasion des Opérations pétrolières et notamment les diagraphies, cartes, études, rapports d'études, déblais de Forage, carottes, échantillons, résultats d'analyses, résultats de tests, mesures sur les Puits de développement ou de Production, évolution des pressions et tous rapports techniques définis dans le Contrat ;

Environnement : ensemble des éléments physiques, chimiques et biologiques, des facteurs sociaux et des relations dynamiques entretenues entre ces différentes composantes ;

Établissements classés : établissements visés notamment à l'article 2, alinéa j, de la loi n° 98-56/du 29 décembre 1998 portant loi-cadre relative à la gestion de l'environnement ou dans ses textes subséquents, qui présentent des causes de danger ou des inconvénients pour la sécurité des personnes, des biens ou de l'Environnement et, notamment, la commodité du voisinage, la santé publique, l'agriculture ou l'écosystème ;

État : République du Niger, toute personne physique ou toute personne morale de droit public dûment habilitée et autorisée à agir en son nom dans le cadre du Contrat, des dispositions de la Législation pétrolière ou de tout autre loi ou règlement visé par le Contrat. Partout où il est fait mention de l'Etat au Contrat sans indication expresse de l'autorité habilitée à agir en son nom, il conviendra de se reporter, pour l'identification de cette autorité, suivant le cas, à la Législation pétrolière ou aux Lois en vigueur ;

Étude de faisabilité : évaluation et la délimitation d'un Gisement ou de plusieurs Gisements à l'intérieur d'une Zone contrac-

tuelle ainsi que toutes études économiques et techniques permettant d'établir le caractère Commercial ou non du Gisement ou des Gisements, telle que plus amplement décrite au Paragraphe 10.2 ;

Étude de faisabilité du système de transport des hydrocarbures par canalisations : étude réalisée en vue de la demande d'attribution d'une Autorisation de transport intérieur, et qui permet de déterminer les conditions techniques, juridiques, économiques et financières relatives à la construction et à l'exploitation du Système de transport des hydrocarbures par Canalisation pour lequel l'Autorisation de transport intérieur est sollicitée ;

Étude d'impact environnemental approfondie : étude d'impact environnemental approfondie au sens de la législation relative à la protection de l'Environnement ;

Euro : monnaie ayant cours légal dans l'Union économique et monétaire européenne ;

Exercice fiscal : période, correspondant à l'Année civile, qui sert notamment de base à la détermination du Cost oil et du Profit oil ;

Facteur-R : ratio déterminé conformément aux stipulations du Paragraphe 41.2 et servant de base au calcul de la part de Profit oil revenant aux Parties ;

Forage : ensemble des techniques permettant de creuser un Puits en vue de la recherche, de l'évaluation ou de l'extraction des hydrocarbures ;

Force majeure : tout évènement ou circonstance tel que défini à l'article 54 ;

Fournisseur : toute personne physique ou morale qui livre des biens au Contractant sans accomplir une Opération pétrolière et dont les fournitures ne se rattachent pas à un contrat d'entreprise comportant pour l'essentiel des obligations de faire. La proportion des obligations de livrer emportant qualification du contrat en contrat de fourniture est déterminée conformément aux dispositions de l'acte uniforme OHADA sur le droit commercial général relatives à la vente commerciale ;

Franc CFA : monnaie ayant cours légal en République du Niger ;

Gaz naturel : gaz sec ou le gaz humide, produits isolément ou en association avec le Pétrole brut ainsi que tous autres constituants gazeux extraits des Puits ;

Gaz naturel associé : gaz sec ou humide existant dans un Réservoir en solution avec le Pétrole brut, ou sous forme de "gas-cap- en contact avec le Pétrole brut, et produit ou pouvant être produit en association avec le Pétrole brut ;

Gaz naturel liquéfié : gaz naturel condensé à l'état liquide ;

Gisement : structure géologique imprégnée d'hydrocarbures ;

Gisement commercial : Gisement pour lequel une Étude de faisabilité a démontré qu'il peut être développé et exploité dans des conditions économiques, conformément aux règles en usage dans l'industrie pétrolière internationale ;

Hydrocarbures : Pétrole brut et le Gaz naturel ;

Ingénierie : travaux préparatoires associés notamment à la sélection des différentes options, l'observation du déroulement des opérations, l'identification et la gestion des risques et responsabilités, les études préliminaires et détaillées à l'appui de chaque phase des opérations, les études de sécurité, les études conduites pour la réalisation d'installations industrielles, les Études d'impact environnemental, la préparation de la documentation exigée par la législation et la réglementation en vigueur, la mise en œuvre des processus de consultation, la vérification et l'évaluation par des

tiers indépendants commis par le Contractant ;

Jour : période continue de vingt-quatre (24) heures commençant à zéro (0) heure et se terminant à vingt-trois (23) heures et cinquante-neuf(59) minutes sur le fuseau horaire de la République du Niger ou sur tout autre fuseau horaire retenu d'un commun accord par les Parties ;

Jour ouvrable : tout Jour considéré comme ouvrable au sens des Lois en vigueur ;

Journal Officiel : le *Journal Officiel* de la République du Niger ;

Législation pétrolière : ensemble des textes applicables en matière pétrolière en République du Niger, à la Date d'entrée en vigueur, et, en particulier, le Code pétrolier et le Décret d'application ;

Lois en vigueur : toute loi ou acte de même valeur juridique, acte dérivé d'un traité ou d'un accord international régulièrement ratifié par la République du Niger, tout acte administratif à caractère réglementaire ou individuel, toute jurisprudence en vigueur en République du Niger à la Date d'entrée en vigueur, non contraire à la Législation pétrolière, auquel le Contractant demeure soumis pour toutes les matières non régies par la Législation pétrolière ;

Notice d'impact environnemental : notice d'impact environnemental au sens de la législation relative à la protection de l'Environnement ;

OHADA : Organisation pour l'harmonisation du droit des affaires en Afrique ;

Opérateur : toute Société pétrolière Co-titulaire de l'Autorisation exclusive de recherche ou d'une Autorisation exclusive d'exploitation, à laquelle est confiée la charge de la conduite et de l'exécution des Opérations pétrolières conformément aux stipulations du Contrat d'association et dans le respect des stipulations du Contrat ;

Opérateur national : société commerciale de droit nigérien dont le capital est entièrement détenu par la République du Niger ou par la République du Niger et toute autre collectivité territoriale de la République du Niger, créée en vue de l'exercice des Opérations pétrolières et, d'une manière générale, des activités visées à l'article 8 du Code pétrolier ;

Opérations de développement : activités entrant dans le champ des Opérations d'exploitation, entreprises par le Contractant, titulaire d'une Autorisation exclusive d'exploitation afin de permettre la mise en production d'un Gisement commercial. Ces opérations comprennent notamment le Forage de Puits de développement ou de Production, la construction ou l'installation d'équipements de collecte, de canalisations, d'usines et d'autres aménagements nécessaires à la production, au stockage et au transport des hydrocarbures à l'intérieur des Zones contractuelles d'exploitation ou entre Zones contractuelles d'exploitation ou entre les différents Gisements appartenant à une même Zone contractuelle d'exploitation (à l'exception des travaux entrant dans le champ des Opérations de transport), ainsi que les travaux préliminaires et tests de production réalisés avant le début de la production commerciale des hydrocarbures ;

Opérations d'exploitation : activités liées à l'extraction et au Traitement des hydrocarbures à des fins commerciales, notamment les Opérations de développement et les activités de production, de stockage et d'évacuation des hydrocarbures jusqu'au point de raccordement au Système de transport des hydrocarbures par canalisations, ainsi que les activités connexes telles que l'abandon des Gisements et des installations de surface et de fond, à l'exclusion de toutes activités ayant pour objet ou pour effet la production, y compris à l'occasion des opérations de traitements d'hy-

drocarbures, de produits raffinés ou dérivés d'hydrocarbures ou la transformation du Gaz naturel en Gaz naturel liquéfié ;

Opérations de production : Opérations d'exploitation à l'exclusion des Opérations de développement et des Travaux d'abandon ;

Opérations de recherche : ensemble des activités ci-dessous :

i) les Opérations de prospection au sens de la Législation pétrolière ;

ii) les investigations directes et indirectes en profondeur, notamment au travers de forages d'exploration et d'études de détail, destinées à découvrir des Gisements commerciaux ;

iii) les activités d'évaluation et de délimitation d'un Gisement ;

iv) les activités liées à l'abandon des installations de surface et de fond et des Gisements n'ayant pas fait l'objet d'une Autorisation exclusive d'exploitation, ainsi que les activités de réhabilitation ou de remise en état des sites ou toutes autres opérations requises par la législation et la réglementation en vigueur en matière de protection de l'Environnement pour supprimer, réduire ou, si possible, compenser les conséquences dommageables des activités visées au (i), (ii) et (iii) ci-dessus sur l'Environnement ;

Opérations de transport : toutes les opérations afférentes à un Système de transport des hydrocarbures par canalisations, notamment les activités de conception, d'assemblage, de construction, d'exploitation, de fonctionnement, de gestion, de maintenance, de réparation et d'amélioration de ce Système de transport des hydrocarbures par canalisations ;

Opérations pétrolières :

- les Opérations de recherche ;

- les Opérations d'exploitation, y compris les Opérations de développement ;

Participation : intérêts indivis détenus par le Titulaire dans une Autorisation ou, lorsque celle-ci est détenue par un Consortium, par chacun des membres du Consortium dans ladite Autorisation en vertu des accords ou contrats d'association conclus entre eux pour les besoins de la formation et du fonctionnement du Consortium ;

Participation portée : Participation de l'Etat ou de l'Opérateur national financée par son ou ses Co-titulaires dans l'Autorisation exclusive d'exploitation concernée, dans les conditions prévues à l'article 62, troisième alinéa, du Code pétrolier ;

Périmètre d'évaluation : périmètre de la Zone contractuelle de recherche sur lequel le Contractant envisage de réaliser une Étude de faisabilité permettant d'établir le caractère commercial ou non de tout Gisement découvert dans ladite Zone contractuelle ;

Période de prorogation : période de validité de l'Autorisation exclusive de recherche à compter de sa date de prorogation ;

Période de renouvellement : période de validité d'une Autorisation à compter de sa date de renouvellement ;

Période de validité : suivant le cas, la Période initiale, l'une quelconque des Périodes de Renouvellement ou la Période de prorogation ;

Pétrole brut : huile minérale brute, l'asphalte, l'ozokérite et tous autres hydrocarbures liquides à l'état naturel ou obtenus du Gaz naturel par condensation ou extraction, y compris les condensats et les liquides de Gaz naturel ;

Plan de développement communal : plan de développement communal élaboré par les autorités compétentes de toute commune sur le territoire de laquelle est situé tout ou partie du

périmètre faisant l'objet d'une demande d'Autorisation exclusive d'exploitation, dont les orientations servent de base à l'élaboration des Programmes pétroliers de développement communal ;

Plan de développement régional : plan de développement régional élaboré par les autorités compétentes de toute région sur le territoire de laquelle est situé tout ou partie du périmètre faisant l'objet d'une demande d'Autorisation exclusive d'exploitation, dont les orientations servent de base à l'élaboration des Programmes pétroliers de développement régional ;

Plan de développement et d'exploitation : plan présenté par le Contractant conformément aux stipulations de l'article 12 ;

Point de livraison : point de transfert, par le Contractant à ses acheteurs, de la propriété des hydrocarbures, soit au point de chargement F.O.B. au port d'embarquement sur la côte maritime, soit à tout autre point convenu entre les Parties et situé à l'intérieur ou à l'extérieur du territoire de la République du Niger ;

Point de mesurage : point servant de base à la mesure des hydrocarbures extraits d'un Gisement commercial, tel que défini au Paragraphe 16.2, soit à la bride de sortie du réservoir de stockage, soit à la sortie des usines de traitement et de séparation ;

Prêteurs : personnes participant au financement ou au refinancement, lorsqu'il ne s'agit pas d'apport en capital, des Opérations pétrolières, y compris tout garant ou assureur des prêts souscrits à cet effet par le Contractant et tous cessionnaires, représentants, fiduciaires ou sociétés affiliées auxdites personnes ;

Prix du marché : prix de vente, au Point de livraison, du Pétrole brut de toute Zone contractuelle d'exploitation, déterminé conformément aux stipulations du Paragraphe 38.2 ;

Prix du marché départ champ : prix du Pétrole brut de toute Zone contractuelle d'exploitation, au Point de Mesurage, déterminé conformément aux stipulations du Paragraphe 38.1 ;

Production nette : production totale d'hydrocarbures d'une Zone contractuelle d'exploitation diminuée de toutes eaux, de tous sédiments produits, de toutes quantités d'hydrocarbures réinjectées dans le Gisement ou les Gisements, utilisées ou perdues au cours des Opérations pétrolières ;

Produits pétroliers : tous les produits résultant des opérations de raffinage, notamment les carburants automobiles, les carburants aviation, les soutes maritimes et le pétrole lampant ;

Profit oil : Production nette de chaque Zone contractuelle d'exploitation, déduction faite de la Redevance ad valorem et de la part prélevée au titre du Cost oil déterminée conformément aux stipulations de l'article 40 ;

Programme annuel de travaux : document descriptif des Opérations pétrolières que le Contractant s'engage à réaliser au cours d'une Année civile, notamment sur la base du Programme de travail minimum. Le Programme annuel de travaux est établi conformément aux stipulations de l'article 22 ;

Programme de travail minimum : travaux minimum convenus entre l'Etat et le Contractant, prévus à l'article 9 pour chaque période de recherche, que le Contractant s'engage à réaliser ;

Programme pétrolier de développement communal (PPDC) : document élaboré par le Contractant dans le cadre de la demande d'une Autorisation exclusive d'exploitation en concertation avec les autorités compétentes des communes sur le territoire desquelles est située la Zone contractuelle d'exploitation sollicitée, définissant les projets à vocation économique et sociale à réaliser au profit des populations desdites communes, dans le respect des orientations du Plan de développement communal ;

Programme pétrolier de développement régional (PPDR)

: document élaboré par le Contractant dans le cadre de la demande d'une Autorisation exclusive d'exploitation en concertation avec les autorités compétentes des régions sur le territoire desquelles est située la Zone contractuelle d'exploitation sollicitée, définissant les projets à vocation économique et sociale à réaliser au profit des populations desdites régions, dans le respect des orientations du Plan de développement régional ;

Puits : ouverture pratiquée dans le sous-sol en vue de l'exploration ou de l'exploitation des hydrocarbures, ainsi que tout équipement y afférant ;

Puits de développement ou de Production : tout Puits foré en vue de la production d'hydrocarbures, y compris les Forages d'injection d'eau ou de gaz destinés à maintenir la pression ou à remettre le Gisement en pression ;

Puits d'évaluation : tout Puits foré pour évaluer une Découverte ;

Puits d'exploration : tout Puits foré pour rechercher un Gisement d'hydrocarbures ;

Raffinage : ensemble des opérations chimiques ou physicochimiques réalisées sur des hydrocarbures en vue de les transformer notamment en carburants automobiles, carburants aviation, pétrole lampant, et Gaz de pétrole liquéfié ;

Réservoir : partie de la formation géologique poreuse et perméable contenant une accumulation distincte d'hydrocarbures, caractérisée par un système de pression unique telle que la production d'hydrocarbures d'une partie de la formation affecte la pression de la formation toute entière ;

Secteur pétrolier aval : activités de Raffinage des hydrocarbures, de transport, de stockage et de distribution des Produits pétroliers ;

Société affiliée :

a) d'une part, toute société ou autre personne morale ayant directement ou indirectement le Contrôle d'une entité composant le Contractant ou étant directement ou indirectement sous le Contrôle d'une entité composant le Contractant ;

b) d'autre part, toute société ou autre personne morale directement ou indirectement sous le Contrôle d'une société ou autre personne morale ayant directement ou indirectement le Contrôle d'une société composant le Contractant, étant entendu que la notion de Contrôle à prendre en compte pour la définition de la Société affiliée est celle définie au présent article ;

Société pétrolière : société commerciale justifiant des capacités techniques et financières pour mener à bien tout ou partie des Opérations pétrolières ou des Opérations de transport ;

Sous-traitant : toute personne autre qu'un Fournisseur, y compris les Actionnaires et Sociétés affiliées du Contractant, qui, liée par un contrat signé avec le Contractant, entreprend des travaux, fournit des biens ou assure des services relatifs aux Opérations pétrolières faisant l'objet du Contrat ;

Substances connexes : substances extraites à l'occasion des Opérations de recherche, des Opérations de développement ou des Opérations d'exploitation, à l'exception des hydrocarbures eux-mêmes et des substances relevant du Code minier de la République du Niger ;

Système de transport des hydrocarbures par canalisations

: canalisations et installations affectées au transport des hydrocarbures à partir du Point de mesurage jusqu'à tout Point de livraison, y compris les stations de pompage, les systèmes de télécommuni-

cation, les installations de stockage, de traitement et de chargement des hydrocarbures ainsi que tous les équipements accessoires, les extensions, modifications et ajouts à venir, construits sur ou traversant le territoire de la République du Niger ;

Taux de référence : taux Libor Dollars à 3 mois (flottant), tel qu'il apparaît sur l'écran Telerate à 11 heures (heure de Londres) deux jours ouvrables (place de Londres) avant le premier jour de la période considérée. L'écran Telerate désigne la page 3750 du Dow Jones Telerate Monitor Service ou tout autre page qui remplace la page 3750 pour les dépôts en Dollars ; lorsqu'il est fait mention du Taux de référence augmenté de x%, le taux d'intérêt est calculé par addition du taux Libor et du montant indiqué ; lorsqu'il est précisé que le Taux de référence est augmenté de x points de base, le taux d'intérêt est calculé par addition du taux Libor et des points de base, étant entendu que 100 points de base correspondent à 1% ;

Tax oil : part de Profit oil revenant à l'Etat à l'exception de celle qui lui revient en sa qualité d'entité membre du Contractant ;

Terme : date à laquelle le Contrat arrive à expiration et cesse de produire ses effets. Cette date est déterminée suivant les modalités fixées à l'article 3 ;

Tiers : toute personne autre que le Contractant, un Actionnaire, une Société affiliée, un Cessionnaire ou toute autre personne subrogée dans les droits du Contractant. Les Sous-traitants dépourvus de la qualité d'Actionnaire, de Société affiliée ou de Cessionnaire ont également la qualité de Tiers au sens du Contrat ;

Titulaire : soit le Contractant pris collectivement, soit tout autre titulaire d'une autorisation minière d'hydrocarbures ;

Travaux d'abandon : activités visées au point iv) ci-dessus sous la définition des Opérations de recherche, ainsi que la gestion, le contrôle et l'exécution des opérations aboutissant à la Cessation définitive de l'exploitation d'un Gisement, en tout ou partie, et la mise en sécurité de tout ou partie de la Zone contractuelle concernée, ainsi qu'à la remise en état des sites notamment par le Démantèlement des installations. Les Travaux d'abandon comprennent notamment la préparation et la mise à jour d'un plan d'abandon, la cessation définitive des opérations de production, l'arrêt de service des unités de traitement, leur démantèlement, le transport et le dépôt du matériel ainsi que l'Ingénierie liée à l'exécution de ces opérations ;

Trésor public : administration du trésor de la République du Niger au sens des dispositions de la directive UEMOA N°07/CM/UEMOA du 26 juin 2009 portant règlement général sur la comptabilité publique au sein de l'UEMOA ;

Trimestre : période de trois (3) mois consécutifs commençant le premier Jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre de chaque Année civile ;

Zone contractuelle : au singulier, une Zone contractuelle de recherche ou une Zone contractuelle d'exploitation, suivant les cas, et au pluriel, au moins deux de ces Zones contractuelles prises conjointement ;

Zone contractuelle de recherche : à tout moment la superficie, en surface et en profondeur, dans les limites de laquelle la réalisation des Opérations de recherche est autorisée en vertu de l'Autorisation exclusive de recherche après déduction, le cas échéant, des surfaces rendues par le Contractant ;

Zone contractuelle d'exploitation : à tout moment la superficie, en surface et en profondeur, sur laquelle la réalisation des Opérations d'exploitation est autorisée en vertu d'une Autorisation exclusive d'exploitation ;

Les termes utilisés dans le Contrat et n'ayant pas fait l'objet d'une définition au présent article, ont le sens qui leur est conféré par la Législation pétrolière ou, à défaut :

a) celui qui leur est conféré par les Lois en vigueur, non contraires au présent Contrat et à la Législation pétrolière ;

b) et, dans le silence des Lois en vigueur, celui qui découle des usages généralement admis dans l'industrie pétrolière internationale.

1.2 Interprétation

a) Les références aux articles, Paragraphes et Annexes sont des références aux articles, paragraphes et annexes de ce Contrat à moins qu'il n'en soit précisé autrement.

b) Les Annexes à ce Contrat ont la même valeur juridique que le Contrat lui-même dont elles font partie intégrante.

c) Les titres utilisés dans ce Contrat (Titres, Articles et Paragraphes) le sont uniquement pour des raisons pratiques et ne peuvent être interprétés comme ayant une signification quelconque ni comme indiquant que toutes les dispositions du Contrat qui traitent d'un sujet particulier se trouvent dans un Titre, un Article ou un Paragraphe particulier.

d) Toute référence au singulier ou au pluriel doit être prise dans son contexte suivant la signification que lui confère ledit contexte.

e) Le mot "personne" vise toute personne physique ou toute personne morale de droit privé ou de droit public.

f) Le mot "entité" vise toute personne morale de droit privé ou de droit public ainsi que tout groupement de personnes morales. Il ne comprend pas dans son acceptation de personnes physiques ni de groupement comprenant des personnes physiques.

g) Les termes "octroi", "attribution", "délivrance" lorsqu'ils s'appliquent à une autorisation, un permis ou tout autre acte administratif (y compris une Autorisation) désignent le moment où l'autorisation, le permis ou l'acte administratif a été valablement délivré ou pris par l'Autorité publique compétente, lorsqu'il a été notifié au bénéficiaire dans les formes prévues par les Lois en vigueur ou le Contrat et quand il s'agit d'un acte de nature réglementaire, lorsqu'il a été publié au *Journal Officiel* ou selon les autres modes requis, le cas échéant, par les Lois en vigueur.

h) Lorsqu'une approbation ou un avis doit être donné par une Partie ou, en ce qui concerne l'Etat, par une Autorité publique, pour les besoins de l'exécution de ce Contrat, il est convenu que la Partie concernée répondra avec diligence à la demande d'approbation ou d'avis et dans un délai n'excédant pas trente (30) Jours quand le Contrat ne contient pas de précisions à cet effet et que le refus de délivrer l'approbation ou l'avis doit être écrit et motivé sauf dispositions contraires des Lois en vigueur ou du Contrat.

Article 2 - Nature juridique et objet du contrat

2.1 Le présent Contrat est un contrat de partage de production au sens de l'article 86 du Code pétrolier. Il fixe :

a) d'une part, les conditions dans lesquelles le Contractant réalisera, pour le compte de l'Etat et aux seuls risques et périls du Contractant, les Opérations de recherche à l'intérieur de la Zone contractuelle de recherche et, en cas de découverte d'un Gisement commercial, les Opérations d'exploitation à l'intérieur de toute Zone contractuelle d'exploitation ;

b) d'autre part, les modalités de partage entre l'Etat et le Contractant, de la production issue de tout Gisement commercial découvert à l'intérieur de la Zone contractuelle ;

c) enfin, en cas de découverte d'un Gisement commercial, les

conditions relatives à la délivrance d'une ou de plusieurs Autorisation(s) de Transport intérieur au Contractant transport et à la conclusion entre ce dernier et l'Etat d'une ou de plusieurs Convention(s) de transport, sans préjudice des Lois en vigueur relatives au transport des hydrocarbures par canalisations.

Article 3 - Date d'entrée en vigueur et durée du contrat

3.1 Entrée en vigueur

Le présent Contrat entrera en vigueur le premier Jour ouvrable où l'ensemble des conditions suivantes auront été réalisées (la "Date d'entrée en vigueur") :

a) signature du Contrat par les Parties ;

b) attribution au Contractant de l'Autorisation exclusive de recherche ;

c) publication au *Journal Officiel* du Décret d'approbation et de l'arrêté d'attribution ; et

d) paiement par le Contractant des sommes prévues à l'article 36 et des premières sommes prévues aux Articles 43 et 44.

Toutefois, les dispositions du Paragraphe 8.1, celles relatives au droit pour le Contractant d'avoir accès aux Données pétrolières et celles des articles 36, 43, 44 et 48, entrent en vigueur à la date de signature du Contrat.

Il est cependant convenu qu'à défaut de paiement par le Contractant, dans les délais stipulés au Contrat, de l'ensemble des sommes visées à l'article 36 et de toutes autres sommes dues à la date d'exigibilité du Bonus de signature conformément aux articles 43 et 44, le Contrat sera résilié de plein droit et sans mise en demeure préalable ni préavis, en ce qui concerne ses dispositions entrées en vigueur à la date de sa signature, et caduc en ce qui concerne toutes les dispositions dont l'entrée en vigueur est subordonnée à la réalisation de l'ensemble des conditions suspensives stipulées dans le présent Paragraphe. Dans ce cas, en l'absence de contrat pétrolier au sens du Code pétrolier, l'Autorisation exclusive de recherche sera retirée de plein droit, sans préavis ni mise en demeure préalable.

3.2 Durée

Le Contrat demeure en vigueur pour la durée de l'Autorisation exclusive de recherche (y compris ses éventuels renouvellements et sa prorogation) et de toute Autorisation exclusive d'exploitation (y compris son éventuel renouvellement) résultant de la Découverte d'un ou de plusieurs Gisement(s) commercial(aux) à l'intérieur de la Zone contractuelle de recherche. Il est rappelé que conformément aux dispositions de l'article 61 du Code pétrolier et du Paragraphe 12.5.4, chaque renouvellement d'une Autorisation exclusive d'exploitation donnera lieu à un avenant modifiant en tout ou partie les termes du Contrat.

3.3 Fin anticipée

Il ne peut être mis fin de façon anticipée au présent Contrat que dans les cas suivants :

a) par consentement mutuel des Parties ;

b) en cas de renonciation par le Contractant à la totalité des droits et obligations résultant de l'Autorisation exclusive de recherche et, le cas échéant, de l'ensemble des Autorisations exclusives d'exploitation ;

c) en cas de retrait de l'Autorisation exclusive de recherche ou de l'ensemble des Autorisations exclusives d'exploitation pour les causes et suivant les modalités prévues à l'Article 55, étant entendu que, conformément aux stipulations de l'Article 55 susmentionné, le retrait de l'Autorisation exclusive de recherche ou d'une Autorisation exclusive d'exploitation n'entraîne la résiliation anti-

cipée du présent Contrat que pour l'Autorisation et la Zone contractuelle concernée.

3.4 Effets

La fin du présent Contrat pour les causes prévues aux Paragraphes 3.2 et 3.3 ci-dessus, n'aura pas pour effet de décharger les Parties de leurs obligations ou de les priver des droits nés antérieurement à l'arrivée du Terme, notamment le droit d'obtenir la résolution de tous différends nés du Contrat dans les conditions prévues à l'article 58, l'obligation de verser les sommes dues ou payables à l'Etat en vertu du Contrat et se rapportant à la période antérieure à l'arrivée du Terme, ainsi que les obligations concernant les Travaux d'abandon et la fourniture à l'Etat des rapports et informations prévus à l'article 23.

Article 4 - Champ d'application et étendue du contrat

4.1 Champ d'application du Contrat

Les stipulations du présent Contrat régissent l'ensemble des Opérations pétrolières réalisées :

- a) à l'intérieur de la Zone contractuelle de recherche ;
- b) à compter de la Découverte d'un ou de plusieurs Gisement(s) commercial (aux), à l'intérieur de la Zone contractuelle d'exploitation de chacune des Autorisations exclusives d'exploitation attribuées en vue de l'exploitation desdits Gisements ainsi qu'à l'extérieur de la Zone contractuelle d'exploitation pour les besoins des Opérations d'exploitation desdits Gisements.

4.2 Droits conférés

Le Contrat ne confère au Contractant aucun droit sur le sol ou le sous-sol ni sur les ressources naturelles des Zones contractuelles concernées, autres que ceux qu'il prévoit expressément.

4.3 Application du Contrat

4.3.1 Les stipulations du Contrat s'appliquent également à tout Cessionnaire.

4.3.2 Les Actionnaires, Sociétés affiliées, Sous-traitants, Fournisseurs, Prêteurs, et les employés du Contractant, des Sous-traitants et des Fournisseurs bénéficient, pour leurs activités liées aux Opérations pétrolières et dans les conditions prévues au Contrat, des droits et garanties dont il est expressément précisé au Contrat qu'ils leur sont respectivement étendus.

4.3.3 La suspension, la dénonciation, l'extinction ou la déchéance des droits et avantages accordés au Contractant en vertu du présent Contrat emporte, de plein droit et dans les mêmes conditions, suspension, dénonciation, extinction ou déchéance de l'extension desdits droits et avantages aux personnes mentionnées au Paragraphe précédent.

Article 5 - Droits du contractant dans la conduite des opérations pétrolières

5.1 Droit exclusif de conduire les Opérations pétrolières dans les Zones contractuelles

Sous réserve de la délivrance de l'Autorisation exclusive de recherche ou, selon le cas, de chaque Autorisation exclusive d'exploitation, le Contractant bénéficie du droit exclusif d'entreprendre, à ses seuls risques et périls et pendant toute la durée du Contrat, les Opérations pétrolières dans la Zone contractuelle de recherche et, selon le cas, dans la ou les Zone(s) contractuelle(s) d'exploitation.

L'Etat garantit à cet égard au Contractant que la Zone contractuelle de recherche est libre de tout droit, demande ou réclamation de tiers relativement à la recherche ou à l'exploitation d'hydrocarbures.

L'Etat confirme également qu'il n'a pas été consenti de droits sur les substances minérales à l'intérieur de la Zone contractuelle de recherche et que dans l'hypothèse d'une telle délivrance à une date ultérieure, les activités minières devront être entreprises de manière à ne pas gêner ou entraver de quelque manière que ce soit les activités du Contractant. Elles ne pourront être entreprises en tout état de cause dans le voisinage immédiat des installations sises à l'intérieur des Zones contractuelles d'exploitation affectées à la réalisation des Opérations pétrolières.

5.2 Autres Droits du contractant

Pour l'application du Paragraphe 5.1, le Contractant a le droit, dans les limites et suivant les modalités prévues par la Législation pétrolière et dans le présent Contrat et sous réserve du respect des Lois en vigueur auxquelles le Contractant demeure soumis pour toutes les matières non régies par la Législation pétrolière ou le Contrat :

- a) de bénéficier de l'Autorisation exclusive de recherche et de réaliser des Opérations de recherche à l'intérieur de la Zone contractuelle de recherche ;
- b) de bénéficier d'une Autorisation exclusive d'exploitation pour chaque Découverte d'un ou de plusieurs Gisement(s) commercial (iaux) à l'intérieur de la Zone contractuelle de recherche ;
- c) sous réserve de l'attribution de l'Autorisation exclusive d'exploitation y afférante, d'exploiter les hydrocarbures extraits de tout Gisement situé dans les limites de l'Autorisation exclusive d'exploitation ainsi que les Substances connexes, notamment à travers la réalisation d'Opérations d'exploitation, ainsi qu'à travers la séparation, le traitement primaire, la liquéfaction, le stockage, le transport, la vente, la cession et l'exportation de ces hydrocarbures et Substances connexes. Le Raffinage proprement dit est exclu, à l'exception de celui strictement nécessaire à la réalisation des Opérations pétrolières et sous réserve de l'approbation préalable du Ministre chargé des hydrocarbures ;
- d) en cas d'attribution d'une Autorisation exclusive d'exploitation, d'obtenir, pour le Contractant transport, une Autorisation de transport intérieur et la signature d'une Convention de transport entre l'Etat et le Contractant transport ;
- e) en cas d'attribution d'une Autorisation exclusive d'exploitation, d'obtenir pour le transport de sa production, un accès aux Systèmes de transport des hydrocarbures par canalisations exploités par des tiers, y compris ceux dont les Points de livraison sont situés en dehors du territoire de la République du Niger, dans la limite des capacités de transport disponibles sur ces Systèmes de transport des hydrocarbures par canalisations et aux conditions convenues avec les Titulaires des autorisations de transport intérieur concernés et dûment approuvées par l'Etat ;
- f) d'accéder librement et de donner accès à toute personne de son choix aux Zones contractuelles affectées à la réalisation des Opérations pétrolières pour les besoins de ces opérations ;
- g) de décider librement de la manière de conduire les Opérations pétrolières, d'entreprendre toutes études et travaux d'Ingénierie, d'accomplir tous actes juridiques et opérations administratives, de construire et d'exploiter toutes installations et aménagements et de réaliser tous travaux nécessaires aux Opérations pétrolières, notamment les Puits, les installations de transport, de stockage, de mise en dépôt des matériaux, équipements, produits et déchets, ainsi que les installations destinées au ballastage et à l'élimination de la pollution, le tout conformément aux règles de l'art de l'industrie pétrolière internationale ;
- h) d'emprunter toutes sommes et de recourir à tous financements nécessaires à la réalisation des Opérations pétrolières ;

i) de recevoir, le cas échéant, et en pleine propriété, une part de la production d'hydrocarbures issue de la ou des Zone(s) contractuelle(s) d'exploitation , pour le remboursement de ses Coûts pétroliers et à titre de rémunération ;

j) de disposer librement de la part des hydrocarbures lui revenant en pleine propriété suivant les termes du présent Contrat, étant précisé que chaque entité composant le Contractant sera propriétaire d'une quote-part des hydrocarbures extraits suivant la répartition prévue au présent Contrat, et pourra en disposer librement.

5.3 Droits complémentaires

Dans les conditions et limites prévues par la Législation pétrolière et par les Lois en vigueur, le Contractant pourra également :

a) utiliser les installations publiques utiles aux Opérations pétrolières, y compris les aéroports, routes, chantiers et autres installations similaires, moyennant le paiement des redevances dues, le cas échéant, pour une telle utilisation ;

b) occuper les terrains nécessaires à la réalisation des Opérations pétrolières, dans la forme prévue au titre premier, chapitre 3, du Décret d'application, étant entendu que conformément aux dispositions de l'article 17 du Décret d'application, l'Etat est tenu d'accéder aux Demandes d'occupation des terrains formulées par le Contractant pour les parcelles relevant de sa Zone contractuelle, sous réserve qu'il ne pourra être fait de travaux de surface à moins de cinquante (50) mètres autour des agglomérations, plantations, points d'eau, sites archéologiques, lieux culturels, lieux de cultes et sépulture sauf autorisation délivrée par les autorités visées à l'article 24 du Code pétrolier ;

c) procéder ou faire procéder, sur lesdits terrains, à tous travaux de construction et d'infrastructures nécessaires ou utiles aux Opérations pétrolières, y compris l'établissement de bornes repères et de bornes de délimitation, la construction d'installations nécessaires au stockage et à la mise en dépôt des matériaux, équipements, produits et déchets, au ballastage et à l'élimination de la pollution ainsi qu'au transport du matériel, des équipements et des produits extraits, sans préjudice du respect des règles relatives à la réalisation de travaux de construction et d'infrastructures applicables dans les périmètres de protection qui pourraient être institués autour des agglomérations, terrains de culture, plantations, points d'eau, sites archéologiques, lieux culturels et lieux de sépulture, par les autorités visées à l'article 24 du Code pétrolier ;

d) utiliser l'eau nécessaire aux Opérations pétrolières et exécuter ou faire exécuter les sondages et travaux requis pour l'approvisionnement en eau des Opérations pétrolières et du personnel, ainsi que les ouvrages de dérivation des cours d'eau et tous autres ouvrages modifiant le cours des eaux dont la construction aura été dûment autorisée par les autorités compétentes, sous réserve de ne pas porter atteinte à l'approvisionnement en eau des personnes, du bétail, de la faune et de la flore ;

e) utiliser les pierres, le sable, l'argile, le gypse, la chaux et toutes autres substances similaires nécessaires à la conduite des Opérations pétrolières.

5.4 Autorisation de transport intérieur

Les Opérations de transport et les droits du Contractant transport à ce titre seront définis dans les Autorisations de transport intérieur et dans les Conventions de transport et, le cas échéant, dans les Accords internationaux de transport.

Article 6 - Obligations générales du contractant dans la conduite des opérations pétrolières

6.1 Respect des lois et règlements

Le Contractant devra se conformer scrupuleusement à l'ensemble des stipulations du présent Contrat et des dispositions de la Législation pétrolière.

6.2 Conduite des Opérations pétrolières

Le Contractant a l'obligation de mener les Opérations pétrolières dans le respect des usages généralement admis dans l'industrie pétrolière internationale et des dispositions de la Législation pétrolière. En particulier, le Contractant fait de son mieux pour respecter les prescriptions suivantes, sans que cette liste ne soit limitative :

a) veiller à ce que tous les matériaux, fournitures, installations et équipements que lui-même ou ses Sous-traitants utilisent dans le cadre des Opérations pétrolières soient conformes aux normes généralement admises dans l'industrie pétrolière internationale, et demeurent en bon état d'utilisation ;

b) utiliser de la façon la plus rationnelle possible, les ressources disponibles dans la Zone contractuelle comme l'eau, le sable et le gravier ;

c) s'assurer que les hydrocarbures découverts ne s'échappent pas, ni ne soient gaspillés ;

d) placer les rebuts et déchets dans des réceptacles construits à cet effet, qui doivent être suffisamment éloignés de tout réservoir, puits d'eau ou installation de stockage, et disposer lesdits rebuts et déchets conformément aux normes et pratiques généralement admises dans l'industrie pétrolière internationale ;

e) prendre toutes mesures usuelles dans l'industrie pétrolière internationale afin d'éviter de causer des dommages aux installations et formations en exploitation ;

f) prévenir les dommages aux formations contenant des hydrocarbures ou aux ressources aquifères sous-jacentes aux formations en production, et prévenir l'introduction d'eau dans les strates contenant des hydrocarbures, à l'exception des quantités d'eau produites aux fins d'utilisation de méthodes d'injection pour la récupération assistée ou pour tout autre motif compatible avec les normes et pratiques généralement admises dans l'industrie pétrolière internationale ;

g) surveiller au mieux et continuellement le Réservoir pendant l'exploitation. À ces fins, le Contractant mesure ou détermine régulièrement la pression et les caractéristiques d'écoulement des fluides ;

h) stocker les hydrocarbures produits conformément aux normes et pratiques en usage dans l'industrie pétrolière internationale ;

i) mettre en place un système d'écoulement des hydrocarbures utilisés pour les Opérations pétrolières et les eaux saumâtres ;

j) s'assurer que ses Sous-traitants se conforment, dans leurs domaines respectifs, aux normes et pratiques généralement admises dans l'industrie pétrolière internationale et aux Lois en vigueur ;

k) se conformer aux décisions du Comité de gestion dans les domaines relevant de sa compétence ;

l) régler à la bonne date les dépenses relatives aux Opérations pétrolières ;

m) acquérir ou obtenir tous permis, approbations, autorisation et droits de passage ou d'occupation qui seraient nécessaires pour la conduite des Opérations pétrolières, en vertu des dispositions de la Législation pétrolière et des Lois en vigueur non contraires à ladite législation ;

n) payer à qui de droit, tous impôts, droits, taxes et autres paiements divers prévus par le Contrat.

6.3 Diligence dans la conduite des Opérations pétrolières

Le Contractant devra effectuer tous les travaux nécessaires à la réalisation des Opérations pétrolières avec diligence et selon les règles de l'art en usage dans l'industrie pétrolière internationale.

6.4 Responsabilité

6.4.1 Dans les limites et suivant les modalités prévues par les stipulations du Contrat relatives à la responsabilité du Contractant et au règlement des différends, le Contractant devra indemniser l'Etat de tout dommage direct causé à l'Etat par sa faute, ses dirigeants, ses employés, préposés ou agents ainsi que les personnes qu'il se serait substituées en vue de l'exécution du Contrat.

6.4.2 Le Contractant sera seul responsable des dommages directs causés aux Tiers du fait des Opérations pétrolières ou par le fait de ses préposés, agents ou employés dans l'exécution du Contrat. Pour l'application de ce Paragraphe, l'Etat est considéré comme un Tiers en ce qui concerne les dommages causés aux ouvrages publics, bâtiments et autres constructions relevant du domaine public ou du domaine privé de l'Etat.

Cette stipulation est également applicable aux dommages directs causés à l'Environnement dès lors que ces dommages excèdent le niveau d'atteinte à l'Environnement généralement admis dans l'industrie pétrolière internationale et par les Lois en vigueur.

6.5 Contentieux

6.5.1 Le Contractant gère tout contentieux avec les Tiers découlant des Opérations pétrolières dans le cadre des Budgets autre que les contentieux ou litiges qui pourraient survenir entre les Parties, et informe le Comité de gestion du règlement de toute réclamation fondée ou de toute somme due en vertu d'une décision juridictionnelle devenue définitive. Le cas échéant, il soumet au Comité de gestion le règlement de ces réclamations pour approbation lorsqu'ils excèdent les plafonds budgétaires fixés au Paragraphe 22.4.

6.5.2 Si un contentieux en rapport avec les Opérations pétrolières ou pouvant avoir un impact sur celles-ci survient entre l'Etat et un Tiers et si la responsabilité du Contractant pourrait être mise en cause au titre des stipulations de ce Contrat en relation avec ce contentieux, l'Etat en informe le Contractant dans les plus brefs délais. Le Contractant est alors tenu :

a) soit d'intervenir à l'instance aux côtés de l'Etat afin de faire valoir les moyens de défense qu'il pourrait opposer aux prétentions du Tiers, sans préjudice des réserves éventuelles qu'il pourrait avoir concernant sa mise en cause par l'Etat au titre du Contrat ;

b) soit d'accéder à la demande, sous réserve d'en informer préalablement le Comité de gestion.

Les sommes payées par le Contractant en application du présent Paragraphe sont imputables aux Coûts pétroliers sauf en cas de faute du Contractant, de ses dirigeants, ses employés, préposés ou agents ou de toute autre personne dont le Contractant doit répondre en vertu du Contrat.

Article 7 - Obligations de l'Etat

7.1 Délivrance des Autorisations

L'Etat s'engage dans les conditions et délais prévus par le Contrat et la Législation pétrolière à délivrer au Contractant les autorisations prévues par la Législation pétrolière pour la conduite des Opérations pétrolières. Il s'agit, notamment, de l'Autorisation exclusive de recherche et de la ou des Autorisations exclusives d'exploitation.

7.2 Obligation d'assistance de l'Etat

7.2.1 L'Etat facilitera au mieux le bon déroulement des Opérations pétrolières et apporter son assistance au Contractant ainsi qu'à ses Sociétés affiliées, Sous-traitants, Fournisseurs, Prêteurs, et employés pour leurs activités liées aux Opérations pétrolières, dans les limites fixées au présent Contrat et par les Lois en vigueur.

L'Etat s'assurera par tout moyen du respect, par les Sous-traitants et autres Fournisseurs des biens et/ou services à la fois au Contractant et à tous autres Titulaires, des lois et règlements en vigueur sur la concurrence et la distribution et de l'ensemble des textes prohibant les pratiques commerciales anti-concurrentielles ou discriminatoires, de manière à ce que lesdits Sous-traitants ou Fournisseurs fournissent des services au Contractant sur la même base (qualité et prix) que celle appliquée à d'autres Titulaires, à conditions égales.

L'obligation d'assistance mentionnée au Paragraphe 7.2.1, porte notamment sur les domaines suivants, sans que cette liste ne soit exhaustive :

a) l'attribution des autorisations domaniales et Concessions Immobilières nécessaires à l'occupation des terrains affectés aux Opérations pétrolières, aux conditions et suivant les modalités prévues par la Législation pétrolière ;

b) l'attribution de toutes autorisations ou attestations requises en matière de changes, de douane et d'import-export y compris notamment, l'attribution des certificats d'exonération en matières fiscale et douanière, prévus respectivement aux articles 49 et 50 ;

c) l'attribution de visas, permis de travail, cartes de séjour et de tous autres documents nécessaires à l'entrée, au travail, au séjour et à la circulation en République du Niger du personnel expatrié employé par le Contractant et les membres de leurs familles ;

d) l'attribution des autorisations requises, le cas échéant, pour l'expédition à l'étranger des documents, données ou échantillons aux fins d'analyse ou de traitement pour les besoins des Opérations pétrolières ;

e) la facilitation des relations avec l'administration et les autorités administratives ;

f) toute autre assistance de nature à faciliter et à sécuriser la réalisation des Opérations pétrolières, notamment en matière d'ordre et de sécurité publics.

7.3 Rémunération du Contractant

L'Etat est tenu de rémunérer le Contractant dans les conditions prévues au Titre VI du présent Contrat.

7.4 Stabilisation

L'Etat garantit au Contractant la stabilité du régime juridique, économique, fiscal, douanier, financier et en matière de contrôle des changes applicable au Contrat et aux Opérations pétrolières dans les conditions fixées à l'article 57 du présent Contrat.

7.5 Transport des hydrocarbures par canalisations

Dans les meilleurs délais suivant une demande d'octroi de chaque Autorisation exclusive d'exploitation pour laquelle le Contractant anticipe le besoin de construire un Système de transport des hydrocarbures par canalisations, l'Etat, conformément à l'Annexe D et sous réserve que le Contractant transport en ait fait la demande dans les conditions prévues par la Législation pétrolière (a) signera avec le Contractant transport une Convention de transport ; (b) délivrera au Contractant transport une Autorisation de transport intérieur.

L'Etat déclare et garantit qu'à compter de la délivrance d'une Autorisation de transport intérieur et de la signature d'une Convention de transport pour un Système de transport des hydrocar-

bures par canalisations donné, le Contractant transport aura le droit de conduire des Opérations de transport relativement à un tel Système de transport des hydrocarbures par canalisations sans avoir besoin d'aucune autre convention avec l'Etat. L'Etat garantit, par ailleurs, au Contractant transport l'octroi, dans les meilleurs délais de toutes les autorisations dont il pourrait avoir besoin, sous réserve du respect par le Contractant transport des formalités et conditions prévues à cet effet par la Législation en vigueur et tout retard de l'Etat dans l'octroi desdites autorisations prorogera la Période intermédiaire de la durée du retard.

7.7 Communication des données préexistantes

L'Etat communiquera dans les meilleurs délais au Contractant toutes les données dont il dispose concernant la Zone contractuelle de Recherche, y compris toute information géologique, géophysique et géochimique, et, en particulier, toutes diaographies, cartes, études, rapports d'études, déblais de forage, carottes, échantillons, résultats d'analyses, résultats de tests, mesures sur les Puits existants et évolution des pressions.

TITRE II - DE LA RECHERCHE

Article 8 - De l'attribution, de la durée et du renouvellement de l'Autorisation exclusive de recherche

8.1 Attribution et commencement des Opérations de recherche

8.1.1 L'Etat octroiera au Contractant l'Autorisation exclusive de recherche par arrêté du Ministre chargé des hydrocarbures, dans un délai de trente (30) Jours suivant la date de signature du Contrat.

8.1.2 L'Autorisation exclusive de recherche est octroyée pour une durée de quatre (4) années à compter de la date d'octroi, c'est-à-dire de la date de publication au *Journal Officiel* de l'arrêté d'attribution (la "Période initiale").

8.1.3 L'Autorisation exclusive de recherche et les intérêts qui en découlent ont le caractère de droit réel mobilier distinct de la propriété du sol. Conformément aux dispositions de l'article 38 du Code pétrolier, elle est indivisible, non amodiable et non susceptible de faire l'objet de sûreté.

8.1.4 Le Contractant est tenu d'entreprendre les Opérations de recherche sur le terrain au plus tard cent quatre-vingt (180) Jours à compter de la date d'attribution de l'Autorisation exclusive de recherche.

8.1.5 Sauf cas de Force majeure, le non-respect du délai mentionné à l'alinéa 8.1.4, constitue un Manquement et peut entraîner le retrait de l'Autorisation exclusive de recherche conformément aux stipulations de l'article 55.

8.2 Renouvellement

8.2.1 L'Autorisation exclusive de recherche sera renouvelée, à la demande du Contractant, à deux reprises au maximum et pour la durée demandée par le Contractant dans sa demande de renouvellement sous réserve :

a) que la durée de chaque renouvellement n'excède pas deux (2) ans ;

b) que la durée totale de validité de l'Autorisation exclusive de recherche résultant du cumul de la Période initiale et des différentes périodes de renouvellement n'excède pas huit (8) ans, sans préjudice d'une éventuelle prorogation conformément aux dispositions du Paragraphe 10.3.

8.2.2 Le renouvellement de l'Autorisation exclusive de recherche est de droit sous réserve du respect par le Contractant de son Programme de travail minimum et que, au cours de la Période de

Validité, le Contractant ne se soit pas vu adresser une notification de remèdier à un Manquement conformément aux stipulations du Paragraphe 55.3 restée sans effet. Tout rejet de la demande de renouvellement de l'Autorisation exclusive de recherche doit donc être dûment motivé et notifié au Contractant au plus tard trente (30) Jours avant la date d'expiration de la Période de validité en cours. À défaut de rejet dans les conditions ci-avant, le renouvellement est de droit et le Ministre chargé des hydrocarbures octroie le renouvellement de l'Autorisation dans les meilleurs délais.

8.2.3 Lorsque le droit à l'octroi du renouvellement est acquis au profit du Contractant conformément au Paragraphe 8.2.2 ci-dessus, celui-ci conserve l'intégralité de ses droits à l'intérieur de la Zone contractuelle de recherche et demeure assujetti à l'intégralité des obligations qui en découlent, dans la limite du périmètre objet de sa demande, jusqu'à l'obtention formelle de la décision du Ministre chargé des hydrocarbures octroyant le renouvellement. Cette disposition n'impose pas toutefois au Contractant d'entreprendre ou de poursuivre des Opérations de recherche tant que le renouvellement n'a pas été formellement octroyé.

8.2.4 La demande de renouvellement de l'Autorisation exclusive de recherche est adressée par le Contractant au Ministre chargé des hydrocarbures au moins cent vingt (120) Jours avant la date d'expiration de la Période de validité de l'Autorisation exclusive de recherche en cours, et comporte les éléments suivants :

a) les informations nécessaires à l'identification de l'Autorisation exclusive de recherche dont le renouvellement est demandé ;

b) la carte géographique à l'échelle 1/200.000e du périmètre que le Contractant souhaite conserver, déterminé conformément aux dispositions de l'article 5 du Décret d'application, précisant la superficie, les sommets et les limites dudit périmètre, ainsi que les limites des Autorisations distantes de moins de cent (100) kilomètres du périmètre visé par la demande ;

c) un mémoire géologique détaillé qui expose les travaux déjà exécutés et leurs résultats, précise dans quelle mesure les objectifs indiqués dans la demande initiale ont été atteints ou modifiés et justifie le choix du ou des périmètre(s) que le Contractant demande à conserver ;

d) un mémoire qui expose les Travaux d'abandon réalisés par le Titulaire sur les équipements et installations ne présentant plus d'utilité pour les Opérations pétrolières et qui justifie la nécessité de conserver les équipements et installations n'ayant pas fait l'objet de Travaux d'abandon pour les Opérations pétrolières à venir ;

e) la durée du renouvellement sollicité qui ne peut excéder celle prévue à l'article 39 alinéa 2 du Code pétrolier ;

f) l'état de réalisation, à la date de la demande de renouvellement, du Programme de travail minimum souscrit pour la Période de validité en cours ;

g) une quittance attestant le versement au Ministère en charge des hydrocarbures des droits fixes pour l'examen de la demande d'approbation du renouvellement de l'Autorisation exclusive de recherche ;

h) la durée, le programme général et l'échelonnement des Opérations de recherche que le Contractant se propose d'exécuter pendant la durée du renouvellement sollicité.

Toute demande de renouvellement devra, à peine d'irrecevabilité, comporter la mention - demande de renouvellement de l'Autorisation exclusive de recherche - avec indication précise des articles pertinents du Code pétrolier et du Contrat.

8.2.5 Conformément à la Législation pétrolière, le Contractant est tenu d'indiquer dans sa demande de renouvellement le périmètre qu'il choisit de conserver, lequel ne peut excéder cinquante

pour cent (50%) de la superficie de l'Autorisation exclusive de recherche telle que fixée à la date de dépôt de la demande de renouvellement.

En cas de renouvellement de l'Autorisation exclusive de recherche, les surfaces faisant l'objet d'une demande d'attribution d'une Autorisation exclusive d'exploitation déclarée recevable font automatiquement partie de la Zone contractuelle de recherche renouvelée.

8.2.6 Le renouvellement de l'Autorisation exclusive de recherche

Le renouvellement de l'Autorisation exclusive de recherche est octroyé au Contractant par arrêté du Ministre chargé des hydrocarbures notifié au Contractant dans un délai de quinze (15) Jours à compter de la date de signature de cet arrêté.

8.3 Terme de l'Autorisation exclusive de recherche

Sous réserve des stipulations du Paragraphe 8.2.3, à l'arrivée du terme de l'Autorisation exclusive de recherche pour quelque raison que ce soit et notamment du fait de la renonciation totale, du retrait ou de l'expiration de la Période de validité de ladite Autorisation, renouvelée et prorogée le cas échéant, le Contractant procédera au rendu de la totalité de la Zone contractuelle, à l'exclusion de toutes surfaces déjà couvertes par des Autorisations exclusives d'exploitation ou par des demandes d'attribution d'Autorisations exclusives d'exploitation jugées recevables conformément aux dispositions du Paragraphe 12.3 ci-dessous.

Article 9. Du Programme de travail minimum

9.1 Période initiale

Pendant la Période initiale, le Contractant s'engage à effectuer à titre de Programme de travail minimum le forage de trois (3) Puits d'exploration à une profondeur minimum de deux mille cinq cents (2 500) mètres, chacun ;

9.2 Première période de renouvellement

Pendant la première période de renouvellement de l'Autorisation exclusive de recherche, le Contractant s'engage à effectuer à titre de Programme de travail minimum le forage de deux (2) Puits d'exploration à une profondeur minimum de deux mille cinq cents (2 500) mètres, chacun.

9.3 Deuxième période de Renouvellement

Pendant la deuxième période de renouvellement de l'Autorisation exclusive de recherche, le Contractant s'engage à effectuer à titre de Programme de travail minimum le forage d'un (1) Puits d'exploration à une profondeur minimum de deux mille cinq cents (2 500) mètres.

9.4 Modification du Programme de travail minimum

En fonction du résultat des travaux de recherche entrepris lors de la Période initiale ou de la première Période de renouvellement de l'Autorisation, selon le cas, le Contractant pourra proposer à l'Etat la modification du Programme de travail minimum pour la période suivante. Cette modification prendra, notamment, en considération la réduction de la Zone contractuelle de recherche du fait, le cas échéant, de la demande ou de l'octroi d'une ou de plusieurs Autorisation (s) exclusive (s) d'exploitation.

Conformément à la Législation pétrolière, une modification du Programme de travail minimum ne peut intervenir que par voie d'avenant au Contrat approuvé par le Conseil des Ministres.

9.5 Pénalités

Si au terme de la Période initiale ou de l'une quelconque des Périodes de renouvellement, accordées, le cas échéant, au Contractant, ou si du fait de la renonciation totale ou du retrait de l'Autorisation exclusive de recherche au cours desdites périodes, les travaux n'ont pas atteint les engagements minima relatifs à la période

concernée tels que stipulés dans les Paragraphes 9.1, 9.2 ou 9.3, le Contractant versera à l'Etat, dans les trente (30) Jours suivant la fin de la période concernée, la date de prise d'effet de la renonciation totale ou la date du retrait de l'Autorisation exclusive de recherche, à titre d'indemnité forfaitaire, une pénalité égale à Cent mille (100 000) Dollars ou l'équivalent en FCFA par Forage inexécuté.

Le paiement de ces pénalités forfaitaires pour non-exécution du Programme de travail minimum n'exonère pas le Contractant de l'exécution des obligations autres que celles du Programme de travail minimum à sa charge au terme du Contrat.

9.6 Satisfaction de l'obligation de forage

9.6.1 L'obligation de Forage pour un Puits donné sera considérée comme satisfait lorsque ce Puits aura atteint son objectif de profondeur contractuel.

9.6.2 Un Forage sera réputé avoir atteint l'objectif de profondeur contractuel si, le Forage ayant été exécuté selon les règles de l'art généralement admises dans l'industrie pétrolière internationale, l'arrêt est notamment justifié par l'une des raisons suivantes :

a) la formation visée est rencontrée à une profondeur inférieure à la profondeur contractuelle ;

b) rencontre de couches sur-pressurisées ou perte de circulation que le Contractant n'est pas parvenu à surmonter en dépit de tentatives raisonnables ;

c) des formations rocheuses sont rencontrées, dont la dureté ne permet pas la poursuite du Forage avec des équipements habituels ;

d) des formations pétrolifères sont rencontrées, dont la traversée nécessite, pour leur protection, la pose de tubes ne permettant pas d'atteindre la profondeur contractuelle ; ou

e) d'autres circonstances techniques non imputables au Contractant sont rencontrées qui ne permettent pas la poursuite du Forage avec des équipements habituels.

Le Forage arrêté pour les raisons ci-dessus est réputé avoir été foré à la profondeur contractuelle à condition que les raisons invoquées aient été aussitôt portées à la connaissance du Ministre chargé des hydrocarbures. Les différends y afférents intervenus entre les Parties sont, à défaut de conciliation, soumis à la Procédure d'expertise.

9.7 Travaux par anticipation

Si, au cours de la Période initiale ou d'une Période de renouvellement, le Contractant réalise, en sus du Programme de travail minimum prévu au titre desdites périodes, des Opérations de recherche dont l'exécution fait partie du Programme de travail minimum de la première ou de la seconde Période de renouvellement de l'Autorisation exclusive de recherche, les travaux supplémentaires ainsi réalisés viendront en déduction de ses obligations contractuelles prévues pour la ou les période(s) suivantes, sous réserve que ces travaux aient été réalisés conformément aux normes et pratiques généralement admises dans l'industrie pétrolière internationale.

Si le Programme de travail minimum afférent à une Période de validité a été réalisé en totalité durant une période précédente, le Contractant s'engage néanmoins à exécuter à l'intérieur de la Zone contractuelle et durant la période en cours, le Forage d'au moins un (1) Puits d'Exploration.

9.8 Représentants de l'Etat

Des représentants de l'Etat seront associés aux Opérations de recherche prévues au présent Article. Tous les éléments de rému-

nération de ces représentants resteront à la charge de l'Etat. Toutefois, les frais associés à cette participation seront à la charge du Contractant. Un protocole sera établi entre les Parties pour préciser les frais à prendre en considération et les modalités de leur paiement.

Article 10 - De la Découverte d'hydrocarbures

10.1 Déclaration de Découverte d'hydrocarbures

a) Le Contractant est tenu de notifier à l'Etat toute Découverte effectuée à l'intérieur de la Zone contractuelle de recherche au plus tard sept (7) Jours à compter de cette découverte. Si une découverte dont les réserves estimées excèdent cinq (5) millions de barils récupérables n'est pas notifiée dans le délai de sept (7) Jours, le Contractant encourt une sanction financière d'un million de Dollars. Dans les trente (30) Jours qui suivent la Découverte, le Contractant transmet au Ministre chargé des hydrocarbures un rapport concernant ladite Découverte et contenant toutes les informations disponibles au sujet de cette Découverte.

b) Dans le cas où l'Etat, notamment à l'occasion de la surveillance administrative des Opérations pétrolières, aurait connaissance de l'existence d'une Découverte n'ayant pas fait l'objet de Déclaration conformément aux dispositions de l'alinéa (a) du présent Paragraphe 10.1, il est en droit d'adresser au Contractant une mise en demeure de se conformer, dans un délai maximum de trente (30) Jours, aux dispositions de ce Paragraphe en procédant, dans ce délai, d'une part à la déclaration de la Découverte et, d'autre part, au dépôt du rapport concernant ladite Découverte.

c) A défaut de se conformer aux dispositions du présent Paragraphe à l'expiration du délai mentionné à l'alinéa (b) ci-dessus, le Contractant sera réputé coupable d'un Manquement pouvant donner lieu au retrait de l'Autorisation visée dans les conditions prévues au Paragraphe 55.4, sans qu'il soit besoin de mettre en œuvre la procédure prévue au Paragraphe 55.3. Tout différend entre les Parties quant à l'existence ou non d'une Découverte est réputé être un différend technique au sens des dispositions du Paragraphe 55.6.. La mise en œuvre, à l'égard de ce différend, de la procédure de règlement des différends prévue à l'article 58 suspend l'application de la sanction prévue au présent alinéa.

10.2 Étude de faisabilité

10.2.1 Au plus tard dans les quatre-vingt-dix (90) Jours qui suivent la notification de la Découverte et si le Contractant estime que ladite Découverte permet de présumer l'existence d'un Gisement commercial, il doit entreprendre la réalisation d'une Étude de faisabilité permettant d'établir l'existence ou non d'un Gisement commercial.

10.2.2 Lorsque la Découverte porte sur un Gisement dont les limites pourraient se trouver à cheval sur d'autres Autorisations minières d'hydrocarbures, le Contractant informe les Titulaires desdites Autorisations, avant l'expiration du délai de quatre-vingt-dix (90) jours susvisé, de son intention de réaliser une Étude de faisabilité. L'Etat peut, dans ce cas :

a) communiquer aux Titulaires de l'ensemble des Autorisations minières d'hydrocarbures concernées, les Données pétrolières relatives à la Découverte dont l'évaluation est envisagée ;

b) solliciter desdits Titulaires l'adoption de toutes mesures de nature à leur permettre d'évaluer cette Découverte afin de déterminer l'existence ou non d'un Gisement commercial et notamment de signer un accord de pré-unitisation destiné à fixer notamment les modalités d'une évaluation conjointe de ce gisement.

10.2.3 Lorsque la Découverte porte sur un Gisement dont les limites pourraient se trouver à cheval sur une zone non couverte par une Autorisation minière d'hydrocarbures, le Contractant en

informe l'Etat dans la notification de Découverte visée au Paragraphe 10.1. Si le Contractant estime que cette Découverte permet de présumer l'existence d'un Gisement commercial, il soumet au Ministre chargé des hydrocarbures, une demande aux fins d'extension temporaire des limites de sa Zone contractuelle de recherche pour les besoins de l'évaluation de la Découverte concernée.

La demande visée à l'alinéa premier du présent article est assortie :

- a) d'un mémoire technique qui la justifie ;
- b) des coordonnées du périmètre qui en est l'objet.

L'extension est accordée par arrêté du Ministre chargé des hydrocarbures dans un délai maximum de trente (30) Jours à compter de la réception de la demande. Le silence gardé par le Ministre chargé des hydrocarbures à l'expiration de ce délai vaut acceptation de la demande. Tout refus d'accéder à la demande formée par le Titulaire doit être dûment justifié.

10.2.4 A la suite de l'achèvement de chaque Étude de faisabilité, le Contractant mettra à la disposition de l'Etat, un budget qui sera consacré à l'analyse de l'Étude de faisabilité par un cabinet spécialisé sélectionné par l'Etat. Ce budget constitue un Coût pétrolier dont le montant sera négocié par les deux parties.

10.3 Prorogation de la validité de l'Autorisation exclusive de recherche pour étude de faisabilité

10.3.1 Conformément aux dispositions de l'article 40 du Code pétrolier, la durée de validité de l'Autorisation exclusive de recherche sera prorogée d'une durée supplémentaire de deux (2) années, sur demande du Contractant, afin de lui permettre de finaliser une Étude de faisabilité ou une Étude de faisabilité du Système de transport des hydrocarbures par canalisations.

10.3.2 Le Contractant dépose à cet effet auprès du Ministre chargé des hydrocarbures, une demande, au moins cent-vingt (120) Jours avant la date d'expiration de la Période de validité en cours. Cette demande de prorogation de la Période de validité de l'Autorisation exclusive de recherche inclut :

a) les renseignements nécessaires à l'identification de l'Autorisation exclusive de recherche ;

b) la carte géographique à l'échelle 1/200.000e de la zone que le Contractant souhaite conserver, en précisant la superficie, les sommets et les limites dudit périmètre, ainsi que les limites des Autorisations distantes de moins de cent (100) kilomètres du périmètre visé par la demande ;

c) un mémoire qui expose l'état d'avancement de l'Étude de faisabilité ou de l'Étude de faisabilité du Système de transport des hydrocarbures par canalisations ainsi que les raisons économiques ou techniques justifiant le besoin d'obtenir une prorogation ;

d) la durée de la prorogation sollicitée par le Contractant, dans la limite de la durée prévue à l'article 40 du Code pétrolier ;

e) l'état de réalisation, à la date de la demande de prorogation, du Programme de travail minimum souscrit pour la période en cours ;

f) une quittance attestant le versement des droits fixes au Ministère en charge des hydrocarbures pour l'examen de la demande d'approbation de la prorogation de la Période de validité de l'Autorisation exclusive de recherche ;

g) le programme général échelonné des travaux supplémentaires nécessaires à la finalisation de l'Étude de faisabilité ou de l'Étude de faisabilité du Système de transport des hydrocarbures par canalisations.

Toute demande de prorogation devra, à peine d'irrecevabilité, comporter la mention - demande de prorogation de l'Autorisation exclusive de recherche - avec indication précise des articles pertinents du Code pétrolier et du Contrat.

Aux fins d'accorder la prorogation, le Ministre peut faire rectifier ou compléter le dossier de demande de prorogation par le Contractant, s'il y a lieu.

10.3.3 La prorogation de l'Autorisation exclusive de recherche est accordée par arrêté du Ministre chargé des hydrocarbures et notifiée au Contractant dans un délai de quinze (15) Jours à compter de la date de signature de l'arrêté. Le rejet de la demande de prorogation doit être dûment motivé et notifié au Contractant au plus tard trente (30) Jours avant la date d'expiration de la Période de validité en cours. À défaut de rejet dans les conditions ci-avant, la prorogation est de droit et le Ministre chargé des hydrocarbures octroie la prorogation de l'Autorisation dans les meilleurs délais.

10.3.4 Lorsque le droit à la prorogation est acquis au profit du Contractant conformément aux stipulations du présent Paragraphe 10.3, celui-ci conserve l'intégralité de ses droits à l'intérieur de la Zone contractuelle de recherche et demeure assujetti à l'intégralité des obligations qui en découlent jusqu'à l'intervention formelle de la décision du Ministre chargé des hydrocarbures octroyant la prorogation. Cette disposition n'impose pas toutefois au Contractant d'entreprendre ou de poursuivre des Opérations de recherche tant que la prorogation n'a pas été formellement octroyée.

Article 11 - De la division de l'Autorisation exclusive de recherche

11.1 Demande de division

Le Contractant pourra, à tout moment, demander la Division de l'Autorisation exclusive de recherche . A cet effet, il dépose auprès du Ministre chargé des hydrocarbures, une demande d'autorisation de Division comportant :

- a) les renseignements nécessaires à l'identification de l'Autorisation exclusive de recherche ;
- b) la carte géographique à l'échelle 1/200000e des périmètres résultants de la Division, déterminés conformément aux dispositions de l'article 5 du Décret d'application, précisant les superficies, sommets et limites desdits périmètres, ainsi que les limites des Autorisations distantes de moins de cent (100) kilomètres des périmètres visés par la demande ;
- c) le cas échant, les intervalles de profondeur des horizons géologiques objet de la Division ;
- d) une quittance attestant le versement au Ministère en charge des hydrocarbures des droits fixes pour l'examen de la demande d'approbation de la Division de l'Autorisation;
- e) les raisons, notamment d'ordre technique ou financier, qui motivent la demande de Division ;
- f) le Programme de travail minimum que le Titulaire s'engage à réaliser sur chacune des Autorisations résultant de la Division ;
- g) les projets d'avenants au Contrat relatif à l'Autorisation exclusive de recherche.

L'Etat fait rectifier ou compléter le dossier de la demande par le Contractant, s'il y a lieu.

11.2 Avenant de division

La Division donne lieu à l'établissement de projets d'avenants au présent Contrat qui doivent être approuvés par décret pris en Conseil des Ministres puis signés par le Ministre chargé des hydrocarbures et le Contractant dans les trente (30) Jours suivant la

date de la signature du Décret d'approbation. Passé ce délai, ledit décret devient caduc et peut être retiré à tout moment.

11.3 Arrêté autorisant la division

La Division de l'Autorisation exclusive de recherche est accordée par arrêté du Ministre chargé des hydrocarbures au plus tard dans les trente (30) Jours après la signature des avenants au Contrat mentionnée au Paragraphe 11.2 par arrêtés du Ministre chargé des hydrocarbures portant octroi au Contractant des nouvelles Autorisations exclusives de recherche résultant de la division. Notification en est faite au Contractant dans les quinze (15) jours suivant la date de signature des arrêtés.

TITRE III - DE L'EXPLOITATION

Article 12 - De l'attribution, de la durée et du renouvellement d'une Autorisation exclusive d'exploitation

12.1 Demande d'Autorisation exclusive d'exploitation

Si le Contractant conclut qu'un Gisement est un Gisement commercial, ou que plusieurs Gisements sont des Gisements commerciaux, il pourra faire une demande pour, et aura droit d'obtenir séparément pour chaque Gisement commercial ou collectivement pour plus d'un desdits Gisements commerciaux, au choix du Contractant, une Autorisation exclusive d'exploitation.

Toutefois, nonobstant toute disposition contraire et sans préjudice des dispositions du Paragraphe 13.5.2, tout Gisement commercial découvert sur la Zone contractuelle de recherche postérieurement à l'octroi d'une Autorisation exclusive d'exploitation et qui n'est pas contenu en partie dans la zone délimitée par les perpendiculaires indéfiniment prolongées en profondeur du périmètre d'une Zone contractuelle d'exploitation, ne pourra pas être rattaché à une Autorisation exclusive d'exploitation existante et devra faire l'objet d'une demande d'attribution d'une nouvelle Autorisation exclusive d'exploitation.

12.2 Contenu de la demande d'Autorisation exclusive d'exploitation

La demande d'octroi est adressée au Ministre chargé des hydrocarbures par le Contractant et comporte, outre les documents et informations exigés de tout demandeur d'une Autorisation conformément aux dispositions de l'article 110 du Décret d'application, les renseignements suivants :

- a) les coordonnées et la superficie du périmètre sollicité ainsi que les circonscriptions administratives intéressées ;
- b) la carte géographique à l'échelle 1/200.000e du périmètre concerné, précisant les sommets et les limites dudit périmètre déterminés conformément aux dispositions de l'article 5 du Décret d'application, ainsi que les limites des Autorisations distantes de moins de cent (100) kilomètres du périmètre visé par la demande ;
- c) l'intervalle de profondeur contenant l'horizon géologique objet de la demande ;
- d) un plan de la Zone contractuelle d'exploitation demandée en double exemplaire, à l'échelle de 1/20.000e ou de 1/50.000e, indiquant tous les Puits de développement ou de Production proposés, auquel est annexé un mémoire technique justifiant la délimitation du périmètre de la Zone contractuelle d'exploitation demandée. Les perpendiculaires indéfiniment prolongées en profondeur de ce périmètre doivent inclure uniquement le Gisement objet de la demande d'Autorisation exclusive d'exploitation ainsi que le périmètre raisonnablement nécessaire pour développer et exploiter ledit Gisement. Lorsque la demande d'Autorisation exclusive d'exploitation est formulée pour plusieurs Gisements, le périmètre de la Zone contractuelle d'exploitation demandée sera constitué des périmètres de chaque Gisement déterminé conformément aux dis-

positions du présent alinéa (d) ainsi que du périmètre raisonnablement nécessaire pour développer et exploiter lesdits Gisements ;

e) la durée de l'Autorisation exclusive d'exploitation sollicitée qui ne peut être supérieure à celle fixée à l'article 60 du Code pétrolier ;

f) l'engagement de présenter au Ministre chargé des hydrocarbures, dans le mois qui suit l'octroi de l'Autorisation exclusive d'exploitation, le programme de travail du reste de l'Année civile en cours et, avant le 31 octobre de chaque année, le Programme annuel de travaux de l'Année civile suivante ;

g) un rapport d'Étude de faisabilité, accompagné de tous les documents, informations et analyses qui démontrent qu'un Gisement est un Gisement commercial ou que plusieurs Gisements sont des Gisements commerciaux. Le rapport d'Étude de faisabilité comprend les données techniques et économiques du ou des Gisement(s) concerné(s), leurs évaluations, interprétations, analyses et, notamment :

- les données géophysiques, géochimiques et géologiques ;

- l'épaisseur et l'étendue des strates productives ;

- les propriétés pétro-physiques des formations contenant des Réservoirs naturels ;

- les données pression-volume-température ;

- les indices de productivité des Réservoirs pour les Puits testés à plusieurs taux d'écoulement, de perméabilité et de porosité des formations contenant des Réservoirs naturels ;

- les caractéristiques et qualités des hydrocarbures découverts ;

- les évaluations des Réservoirs et les estimations de réserves d'hydrocarbures récupérables, assorties des probabilités correspondantes en matière de profil de production. La quantité des réserves récupérables devra être certifiée par un cabinet indépendant, sélectionné conjointement par l'Etat et le Contractant, et le certificat transmis dans le cadre de la demande ;

- l'énumération des autres caractéristiques et propriétés importantes des Réservoirs et des fluides qu'ils contiennent ;

- un plan de développement et d'exploitation du ou des Gisement(s) concerné(s) par la demande (le "Plan de développement et d'exploitation") et le Budget correspondant, que le Contractant s'engage à suivre. Ce plan comprend notamment les informations suivantes :

- l'estimation détaillée des coûts des Opérations de développement et des Opérations d'exploitation ;

- des propositions détaillées relatives à la conception, la construction et la mise en service des installations destinées aux Opérations pétrolières ;

- les programmes de Forage ;

- le nombre et le type de Puits ;

- la distance séparant les Puits ;

- le profil prévisionnel de production pendant la durée de l'exploitation envisagée ;

- le plan d'utilisation du Gaz naturel associé ;

- le schéma et le calendrier de développement du ou des Gisement(s) ;

- la description des mesures de sécurité prévues pendant la réalisation des Opérations pétrolières ;

- les scénarios de développement possibles envisagés par le Contractant ;

- le schéma préliminaire envisagé pour les Travaux d'abandon ;

- les projections financières complètes pour la période d'exploitation y compris le coût envisagé pour les Travaux d'abandon ;

- un mémoire indiquant les résultats de tous les travaux effectués pour la Découverte des Gisements et leur délimitation ;

- les conclusions et recommandations quant à la faisabilité économique et le calendrier arrêté pour la mise en route de la production commerciale, en tenant compte des points énumérés ci-dessus.

h) en ce qui concerne le transport des hydrocarbures :

- une demande d'octroi d'une Autorisation de transport intérieur déposée dans les formes précisées à l'article 220 du Décret d'application ; ou

- toute convention relative au transport des hydrocarbures extraits du ou des Gisements commerciaux faisant l'objet de la demande sur un Système de transport des hydrocarbures par canalisations existant ; ou

- toute demande visant à obtenir du Ministre chargé des hydrocarbures qu'il intervienne auprès du Titulaire d'une Autorisation de transport intérieur qui dispose de capacités disponibles mais avec lequel le Requérant ne parvient pas à s'accorder sur une convention relative au transport des hydrocarbures ;

- i) un rapport d'Étude d'impact environnemental approfondie approuvé conformément aux Lois en vigueur ;

- j) une Demande d'occupation des terrains portant sur les terrains nécessaires à la réalisation des Opérations pétrolières et des opérations visées à l'article 12 du Code pétrolier, établie dans la forme prévue au titre premier, chapitre 3, du Décret d'application ;

- k) un PPDC et un PPDR approuvés conformément aux dispositions de l'article 107 du Décret d'application ;

- l) les programmes visant à accorder la préférence aux entreprises du Niger pour les contrats de fourniture et de sous-traitance ;

- m) une quittance attestant le versement au Ministère en charge des hydrocarbures des droits fixes pour l'examen de la demande d'attribution de l'Autorisation exclusive d'exploitation ;

- n) un projet de Contrat d'association ou, le cas échéant, d'Avenant au Contrat d'Association, s'il en existe un, établi sur la base des principes visés à l'Annexe C.

12.3 Instruction de la demande

Dans le cadre de l'instruction de sa demande, le Ministre chargé des hydrocarbures peut faire demander au Contractant de rectifier ou compléter son dossier. Il notifie au Contractant la recevabilité de sa demande dans un délai maximum de soixante (60) Jours à compter de la réception de sa demande.

Toute notification adressée au Contractant aux fins de compléter sa demande interrompt la computation du délai visé à l'alinéa ci-dessus. Un nouveau délai de soixante (60) Jours commence à courir à compter de la date de réception par le Ministre chargé des hydrocarbures des éléments d'information complémentaires sollicités du Contractant.

Tout rejet d'une demande d'attribution d'une Autorisation exclusive d'exploitation doit être dûment motivé et notifié au Contractant.

12.4 Attribution de l'Autorisation exclusive d'exploitation

L'Autorisation exclusive d'exploitation est attribuée, par décret pris en Conseil des Ministres, pour la durée demandée par le Contractant, dans les limites fixées à l'article 60 du Code pétrolier.

L'attribution intervient dans les quatre-vingt-dix (90) Jours suivant la date de la notification de la recevabilité au Contractant.

L'Autorisation exclusive d'exploitation et les intérêts qui en découlent ont le caractère de droit réel immobilier distinct de la propriété du sol. Conformément aux dispositions de l'article 57 du Code pétrolier, elle est indivisible, non amodiable et non susceptible d'hypothèque.

12.5 Renouvellement de l'Autorisation exclusive d'exploitation

12.5.1 A l'issue de la Période de validité initiale de l'Autorisation exclusive d'exploitation, le Contractant pourra demander dans les formes prévues au Décret d'application, au moins deux (2) ans avant la date d'expiration de son Autorisation exclusive d'exploitation, le renouvellement de ladite autorisation pour une durée maximum de dix (10) ans.

12.5.2 Le Ministre chargé des hydrocarbures fait rectifier ou compléter le dossier de la demande par le Contractant, s'il y a lieu. Il notifie au Contractant la recevabilité de sa demande et la décision d'entrer en pourparlers en vue de la conclusion d'un avenant au Contrat dans un délai maximum de soixante (60) Jours à compter de la réception de sa demande.

Toute notification adressée au Contractant aux fins de compléter sa demande interrompt la computation du délai de soixante (60) Jours visé à l'alinéa ci-dessus, qui ne recommence à courir qu'à compter de la date de réception par le Ministre chargé des hydrocarbures des éléments d'informations complémentaires sollicitées du Contractant.

Tout rejet d'une demande de renouvellement d'une Autorisation exclusive d'exploitation doit être dûment motivé et notifié au Contractant.

12.5.3 Le Ministre chargé des hydrocarbures procède, avec le Contractant, à l'établissement d'un avenant au Contrat sur la base de la proposition d'avenant présentée par le Contractant.

Le Ministre chargé des hydrocarbures et le Contractant doivent convenir d'un projet définitif d'avenant au Contrat au plus tard neuf (9) mois à compter de la date de notification de la recevabilité de la demande de renouvellement. Si à l'échéance des neuf (9) mois, un projet définitif n'a pas été conclu, le Ministre chargé des hydrocarbures doit le notifier au Contractant. Cette notification vaut rejet de la demande de renouvellement. Toutefois, le Ministre chargé des hydrocarbures peut présenter au Conseil des Ministres le dernier projet d'avenant au contrat pour approbation.

12.5.4 Le projet définitif d'avenant au Contrat ou, le cas échéant, le dernier projet d'avenant, visé au Paragraphe ci-dessus est approuvé par décret pris en Conseil des Ministres puis signé par le Ministre chargé des hydrocarbures et le Contractant dans les trente (30) jours suivant la date de la signature dudit décret. Passé ce délai, ledit décret devient caduc et peut être retiré à tout moment.

12.5.5 Si l'Autorisation exclusive d'exploitation vient à expiration avant qu'il ne soit statué sur la demande de renouvellement d'une Autorisation exclusive d'exploitation formée par le Contractant, celui-ci conserve l'intégralité de ses droits et demeure assujetti à l'intégralité des obligations qui en découlent, dans la limite du périmètre objet de sa demande, et ce jusqu'à l'intervention de la décision du Conseil des Ministres. Cette disposition n'impose pas toutefois au Contractant de poursuivre les Opérations d'exploitation tant que le renouvellement n'a pas été formellement octroyé.

Article 13 - De l'unification

13.1 Principe

Lorsque les limites d'un Gisement commercial se trouvent à cheval sur plusieurs Autorisations exclusives de recherche, les Ti-

tulaires concernés doivent soumettre concomitamment leurs demandes d'attribution d'Autorisations exclusives d'exploitation sur la partie du Gisement située dans la Zone contractuelle faisant l'objet, chacun pour ce qui le concerne, de son Autorisation exclusive de recherche dans un délai maximum de six (6) mois à compter de la remise, par l'un quelconque des Titulaires concernés, du rapport d'Etude de Faisabilité qui conclut que le Gisement est un Gisement commercial.

13.2 Accord d'Unitisation

La demande formée par chacun des Titulaires conformément aux stipulations du Paragraphe 13.1 ci-dessus, doit comporter l'ensemble des documents et informations visés au Paragraphe 12.2.

Le Contractant doit, par ailleurs, annexer à sa demande un projet d'Accord d'unitisation préparé avec les Titulaires des Autorisations concernées et soumis à l'approbation du Ministre chargé des hydrocarbures. Le projet d'Accord d'unitisation comporte, au minimum, des clauses relatives :

- a) à la désignation d'un Opérateur unique pour le Gisement ;
- b) aux obligations de l'Opérateur unique, notamment dans le cadre de la représentation des Titulaires des différentes Autorisations exclusives d'exploitation ;
- c) à la répartition des compétences en matière de commercialisation des hydrocarbures extraits du Gisement concerné ;
- d) aux droits et obligations des parties prenantes notamment en ce qui concerne :
 - leur part dans la production ;
 - l'audit des coûts de l'association ;
 - le processus des dépenses ;
- e) au processus de prise de décision et notamment, à travers la mise en place d'un Comité d'association ("CA") :
 - la direction de l'exécution des Opérations pétrolières ;
 - les prérogatives du CA ;
 - le suivi des directives du CA ;
 - la préparation et la soumission des programmes et Budgets au CA ;
 - l'autorisation des dépenses ;
 - le processus d'appels de fonds ;
- f) aux obligations des parties prenantes notamment en matière de financement ;
- g) aux stipulations relatives à la tenue des comptabilités des différents Titulaires, qui doivent être conformes aux différentes procédures comptables annexées à leurs contrats pétroliers.

13.3 Défaut d'accord entre les Titulaires

Si le Contractant ne parvient pas à s'accorder avec les Titulaires des Autorisations concernés sur le projet d'Accord d'unitisation dans le délai de six (6) mois stipulé au Paragraphe 13.1 ci-dessus ou lorsque le Ministre chargé des hydrocarbures n'apprécie pas le projet d'accord à lui soumis, ce dernier propose à tous les Titulaires concernés un projet d'Accord d'unitisation équitable et équilibré, préparé sur la base du modèle de l'Association internationale des négociateurs du pétrole (AINP).

Si un Titulaire n'accepte pas le projet d'Accord d'unitisation préparé par le Ministre chargé des hydrocarbures, le différend est soumis aux stipulations relatives au règlement des différends de son Contrat de Partage de Production.

Si l'ensemble des Titulaires concernés n'acceptent pas le projet préparé par le Ministre chargé des hydrocarbures, le différend qui en résulte peut faire l'objet d'un règlement par voie de conciliation ou de tout autre mode de règlement alternatif des différends, par voie d'expertise technique ou d'arbitrage dans les conditions à convenir entre l'ensemble des parties concernées.

13.4 Gisement s'étendant hors du territoire national

13.4.1 Lorsque certaines limites d'un Gisement commercial découvert à l'intérieur de la Zone contractuelle de recherche se situent hors du territoire de la République du Niger, et que l'Etat juge qu'il est préférable que ce Gisement soit exploité comme une seule unité par le Contractant en coopération avec toutes les autres personnes y ayant un intérêt commun, il peut à tout moment et après consultation des intéressés, donner des instructions au Contractant quant à la manière selon laquelle ses droits sur le Gisement seront exercés. Ces instructions auront pour objectif, d'assurer la conservation du Gisement, son exploitation rationnelle, concertée ou en commun, et de préserver la valeur des - cash-flows - respectifs de manière équitable.

13.4.2 Dans le cas visé au Paragraphe 13.4.1, le Contractant demeure soumis à l'obligation de formuler une demande d'attribution d'une Autorisation exclusive d'exploitation.

13.5 Extension de la Zone contractuelle

13.5.1 Au cas où un Gisement commercial s'étend au-delà de la Zone contractuelle de recherche et sur une zone non encore couverte par des droits exclusifs de recherche ou d'exploitation, l'Etat inclura, à la demande du Contractant, ladite zone dans la Zone contractuelle d'exploitation relative audit Gisement.

13.5.2 Si, à l'intérieur des frontières d'origine de la Zone contractuelle de recherche, il est déterminé qu'un Gisement commercial s'étend au-delà de la Zone contractuelle d'exploitation sur un périmètre qui ne fait pas encore l'objet d'une Autorisation exclusive d'exploitation, l'Etat, à la demande du Contractant, inclura ladite zone dans la Zone contractuelle d'exploitation relative audit Gisement. L'ensemble des Coûts pétroliers relatifs aux Opérations de recherche, liés ou associés à cette détermination, deviendra des Coûts pétroliers récupérables au titre de ladite Zone contractuelle d'exploitation étendue.

Article 14 - Des Opérations de développement et de production

14.1 Commencement des opérations de développement

14.1.1 Le Contractant aura le droit de réaliser des Opérations de développement sur le terrain relativement à chacun des, et à tous les, Gisements contenus à l'intérieur de la Zone contractuelle d'exploitation. Le Contractant est tenu d'entreprendre les Opérations d'exploitation au plus tard un an à compter de la date d'attribution de l'Autorisation exclusive d'exploitation (le "Délai de commencement").

14.1.2 Sauf cas de Force majeure, le non-respect du délai mentionné au Paragraphe 14.1.1, constitue un Manquement et peut entraîner le retrait de l'Autorisation exclusive d'exploitation conformément aux stipulations de l'article 55.

14.1.3 Il est convenu entre les Parties que le Délai de commencement ci-dessus sera automatiquement étendu d'un délai égal à toute période (la "Période intermédiaire") nécessaire :

a) à la conclusion des baux emphytéotiques entre les personnes morales de droit public sur le terrain desquelles le Plan de développement et d'exploitation prévoit la réalisation des Opérations pétrolières et des opérations visées à l'article 12 du Code pétrolier et le Contractant ;

b) dans le cas où le Plan de développement et d'exploitation concerné prévoit la réalisation d'un Système de transport des hydrocarbures par canalisations, et l'octroi des emprises foncières pour les terrains nécessaires ou utiles à l'exécution des Opérations de transport, sous réserve que les Demandes d'occupation des terrains afférentes à ces emprises foncières soient déposées auprès des administrations compétentes au plus tard six (6) mois à compter de l'attribution de l'Autorisation exclusive d'exploitation.

14.2 Obligations de production

A compter de la mise en production de chaque Gisement commercial, le Contractant s'engage à produire les hydrocarbures en quantités raisonnables selon les normes en usage dans l'industrie pétrolière internationale, en considérant principalement les règles de bonne conservation du Gisement et la récupération optimale des réserves d'hydrocarbures dans des conditions économiques.

14.3 Programmes annuels de production

14.3.1 Au plus tard le 30 septembre de chaque année suivant la mise en production d'un Gisement commercial, le Contractant devra soumettre pour approbation au Comité de gestion, le programme de production de chaque Gisement commercial et le Budget correspondant établis pour l'Année civile suivante. L'approbation est de droit lorsque le programme de production est conforme aux exigences du Paragraphe 14.2. Toute difficulté à cet égard peut être soumise à la Procédure d'expertise.

14.3.2 Le Contractant s'efforcera de produire, durant chaque Année civile et dans le respect des stipulations du Paragraphe 14.2, les quantités estimées dans le programme de production ci-dessus mentionné.

14.4 Registres d'exploitation

Pendant les Opérations d'exploitation, le Contractant tient, par type d'Hydrocarbures et par Gisement, un registre d'extrac-tion, un registre des pertes et des consommations, un registre de stockage, un registre d'exportation et un registre de vente des Hydrocarbures. Lesdits registres sont cotés et paraphés par un agent du Ministère en charge des hydrocarbures.

14.5 Association des Représentants de l'Etat

Des représentants de l'Etat seront associés aux Opérations d'exploitation prévus au présent article. Tous les éléments de rémunération de ces représentants resteront à la charge de l'Etat. Toutefois, les frais associés à cette participation seront à la charge du Contractant. Un protocole sera établi entre les Parties pour préciser les frais à prendre en considération et les modalités de paiement.

Article 15 - Du Gaz naturel associé

15.1 Utilisation du Gaz naturel associé pour les Opérations pétrolières

Sous réserve des dispositions du Paragraphe 15.2 ci-dessous, le Contractant est tenu d'utiliser le Gaz naturel associé pour les besoins des Opérations pétrolières, y compris pour sa réinjection dans les Gisements commerciaux. Le torchage de Gaz naturel associé est interdit sauf au cours des tests de puits ou pour des raisons de mise en danger des personnes, des biens, de l'Environnement ou des Opérations pétrolières et sauf dérogation accordée par le Ministre chargé des hydrocarbures.

15.2 Excédent commercial

15.2.1 Le Contractant précisera dans le rapport d'Étude de faisabilité prévu au Paragraphe 12.2, si la production de Gaz naturel associé (après traitement dudit gaz afin de le séparer des hydrocarbures pouvant être considérés comme Pétrole brut) est susceptible d'excéder les quantités nécessaires aux besoins des Opéra-

tions pétrolières relatives à la production de Pétrole brut (y compris les opérations de réinjection) et s'il considère que cet excédent est susceptible d'être produit en quantités commerciales.

15.2.2 Le rapport d'Étude de faisabilité révélant, conformément au Paragraphe 15.2.1 ci-dessus, l'existence d'une quantité de Gaz naturel associé susceptible d'une exploitation commerciale précise :

a) les débouchés possibles pour cet excédent de Gaz naturel, à la fois sur le marché local et à l'exportation, ainsi que les moyens nécessaires à sa commercialisation ;

b) dans le Plan de développement et d'exploitation qui lui est annexé conformément à l'alinéa (g) du Paragraphe 12.2, les installations supplémentaires nécessaires à la mise en exploitation du Gaz naturel associé et l'estimation des coûts y afférents.

15.2.3 Le Contractant sera en droit de procéder au développement et à l'exploitation de ce Gisement de Gaz naturel associé en vertu de l'Autorisation exclusive d'exploitation octroyée sur la base de la demande à laquelle était annexé le rapport d'Étude de faisabilité visé au Paragraphe 15.2.1.

15.2.4 En cas de découverte, en cours d'exploitation d'un Gisement commercial, de quantités de Gaz naturel associé susceptibles de commercialisation conformément aux stipulations des Paragraphes 15.2.1 à 15.2.3, le Contractant sera autorisé à procéder à l'exploitation commerciale de ce Gaz naturel associé en vertu de l'Autorisation exclusive d'exploitation initialement octroyée pour l'exploitation du Pétrole brut et de tous autres hydrocarbures sur ce Gisement commercial, sous réserve du dépôt préalable et de l'approbation par le Comité de gestion d'un rapport d'Étude de faisabilité spécifique démontrant la possibilité d'une exploitation commerciale des quantités de Gaz naturel associé concernées. Au cas où la durée estimée dans l'Étude de faisabilité pour l'exploitation du Gaz naturel associé excéderait la durée de validité de l'Autorisation exclusive d'exploitation, le Contractant pourra demander le renouvellement de cette Autorisation dans les conditions prévues par la Législation pétrolière.

15.2.5 Dans le cas où le Contractant ne souhaite pas procéder à l'exploitation de l'excédent de Gaz naturel et si l'Etat désire l'utiliser, il en avise le Contractant qui est dès lors tenu de mettre gratuitement à la disposition de l'Etat, à la sortie des installations de séparation du Pétrole brut et du Gaz naturel, la part de l'excédent que l'Etat souhaite enlever.

a) L'Etat sera alors responsable de la collecte, du traitement, de la compression et du transport de cet excédent, à partir des installations de séparation susvisées, et supportera tous les coûts supplémentaires y afférents.

b) La construction des installations nécessaires aux opérations visées à l'alinéa précédent, ainsi que l'enlèvement de l'excédent de Gaz naturel associé par l'Etat seront effectués conformément aux règles de l'art en usage dans l'industrie pétrolière internationale et de manière à ne pas entraver la production, l'enlèvement et le transport du Pétrole brut par le Contractant.

15.2.6 Dans le cas où le rapport d'Étude de faisabilité prévu au Paragraphe 12.2 indique que la production de Gaz naturel associé (après traitement dudit gaz afin de le séparer des hydrocarbures pouvant être considérés comme Pétrole brut) est susceptible d'excéder les quantités nécessaires aux besoins des Opérations pétrolières relatives à la production de Pétrole brut (y compris les opérations de réinjection) mais que cet excédent n'est pas susceptible d'être produit en quantités commerciales et que l'Etat ne désire pas l'utiliser, le Ministre chargé des hydrocarbures accordera une dérogation au Contractant afin qu'il puisse procéder au torchage du Gaz naturel associé.

Article 16 - Du mesurage et du transfert de la propriété des hydrocarbures

16.1 Propriété indivise à la tête des Puits de développement ou de Production

Les hydrocarbures produits deviennent la propriété indivise de l'Etat et du Contractant au passage de la tête des Puits de développement ou de production.

16.2 Point de mesurage

Le Contractant devra mesurer les hydrocarbures pour chaque Autorisation exclusive d'exploitation au point suivant (le « Point de mesurage ») :

a) soit à la sortie de l'usine de traitement ou des installations de séparation ou de traitement en ce qui concerne le Pétrole brut ou le Gaz naturel ;

b) soit à la bride de sortie de tout réservoir de stockage de l'Autorisation exclusive d'exploitation concernée.

Tous les hydrocarbures extraits seront mesurés après extraction de l'eau et des Substances connexes, en utilisant des appareils et procédures de mesure dûment approuvés par l'Etat et conformes aux méthodes en usage dans l'industrie pétrolière internationale. Un agent du Ministère en charge des hydrocarbures sera associé aux opérations aux Points de mesurage.

16.3 Transfert de propriété

La propriété indivise des hydrocarbures cesse au moment où la part revenant respectivement à l'Etat et à chacune des entités membres du Contractant est individualisée et transférée à chacun d'eux en accord avec le Contrat, au Point de mesurage tel que défini au Paragraphe 16.2.

16.4 Mesurage aux points de livraison

Outre le mesurage prévu au Point de mesurage visé au Paragraphe 16.2, le Contractant devra mesurer, ou s'assurer que soient mesurés, tous les hydrocarbures livrés aux Points de livraison et provenant des Autorisations exclusives d'exploitation en utilisant des appareils et procédures de mesure dûment approuvés par l'Etat et conformes aux méthodes en usage dans l'industrie pétrolière internationale. Un agent du Ministère en charge des hydrocarbures sera associé aux opérations de mesurage aux Points de livraison. Toutefois, les opérations de mesurage effectuées aux Points de livraison n'ont pas pour effet de fixer le Point de mesurage au niveau du Point de livraison.

16.5 Équipements et instruments de mesurage

16.5.1 Le Contractant est tenu de fournir, utiliser et entretenir, conformément aux règles de l'art en usage dans l'industrie pétrolière internationale, les équipements et instruments de mesurage du volume, de la gravité, de la densité, de la température, de la pression et de tous autres paramètres des quantités d'hydrocarbures produites et récupérées ou, dans le cas du Gaz naturel associé, torchées en vertu du présent Contrat. Avant leur achat, ces équipements, instruments de mesurage, ainsi que leur marge admise d'erreur de mesurage et la composition du stock de pièces de rechange sont approuvés par le Ministre chargé des hydrocarbures.

16.5.2 Le Contractant doit faire calibrer les équipements de mesurage situés au Point de mesurage et au Point de livraison au moins une fois par an. Le Contractant informe le Ministre chargé des hydrocarbures, au moins quinze (15) Jours à l'avance, de son intention de procéder aux opérations de calibrage de l'équipement de mesurage. Des représentants de l'Etat, dûment habilités, assistent et supervisent lesdites opérations.

16.5.3 L'Etat peut, à tout moment, faire inspecter les équipements et instruments de mesurage. Ces inspections sont menées de façon à ne pas entraver ni gêner l'utilisation normale desdits équipements et instruments de mesurage ni la bonne conduite des Opérations pétrolières et des Opérations de transport.

16.5.4 Lorsqu'une inspection réalisée conformément aux dispositions du Paragraphe 16.5.3 révèle que les équipements, instruments de mesurage et les procédures de mesurage utilisés sont inexacts et dépassent la marge admise d'erreur de mesurage approuvée par le Ministre chargé des hydrocarbures et à condition que les résultats de cette inspection soient confirmés par un expert indépendant désigné conjointement par le Ministre chargé des hydrocarbures et le Contractant, l'inexactitude constatée est réputée exister depuis la dernière opération de calibrage ou la dernière inspection précédent celle qui l'a révélée et un ajustement approprié sera réalisé pour la période correspondante.

16.5.5 Les corrections nécessaires sont apportées dans les quinze (15) Jours qui suivent les résultats de l'inspection ayant constaté l'inexactitude des équipements, instruments et procédures de mesurage.

16.5.6 Si en cours d'exploitation, le Contractant désire modifier les appareils ou les procédures de mesures prévues au présent Paragraphe 16.5, il devra obtenir l'approbation préalable du Ministre chargé des hydrocarbures, sauf cas d'urgence dûment justifié. Le Ministre chargé des hydrocarbures peut exiger qu'aucune modification ne soit faite avant l'expiration d'un préavis de cinq (5) Jours suivant réception d'une notification l'invitant à assister aux travaux en question.

16.6 Pertes d'hydrocarbures

16.6.1 Si des pertes exceptionnelles d'Hydrocarbures ont eu lieu, entre le Point de mesurage et les Points de livraison, le Contractant soumettra un rapport au Ministre chargé des hydrocarbures, spécifiant les circonstances de ces pertes et leur quantité, si celle-ci peut être estimée. Les Parties se concerteront ensuite en vue de réduire ou d'éliminer lesdites pertes.

16.6.2 En cas de pertes d'Hydrocarbures dues au non-respect par le Contractant des pratiques généralement acceptées par l'industrie pétrolière internationale ou des Lois en vigueur, le Contractant en sera responsable. Le coût y afférent sera à sa charge et ne constituera pas un Coût pétrolier récupérable.

16.7 Enlèvement des hydrocarbures

Chacune des entités composant le Contractant, d'une part et, le cas échéant, l'Etat, d'autre part, enlèvent leurs parts respectives de Pétrole brut sur une base aussi régulière que possible, étant entendu que chacune d'elles peut, dans des limites raisonnables, enlever plus ou moins que la part lui revenant au Jour de l'enlèvement, à condition toutefois qu'un tel sur-enlèvement ou sous-enlèvement ne porte pas atteinte aux droits des autres entités. Les Parties se concertent régulièrement pour établir un programme prévisionnel d'enlèvement sur la base des principes ci-dessus. Avant le début de toute production commerciale, les Parties arrêteront et conviendront, d'une procédure d'enlèvement fixant les modalités d'application du présent Paragraphe conformément au modèle de l'Association internationale des négociateurs du pétrole (AIPN). Les difficultés entre les Parties relativement à l'établissement de cette procédure peuvent être soumises à la Procédure d'expertise.

Article 17 - Du transport des Hydrocarbures

17.1 Droit au transport des Hydrocarbures par canalisations

Conformément aux dispositions de l'article 74 du Code pétrolier, l'Autorisation exclusive d'exploitation octroyée au Contractant confère à ce dernier le droit de transporter ou de faire trans-

porter sa part des produits de l'exploitation vers les points de stockage, de traitement, de chargement ou de grosse consommation ou jusqu'aux Points de livraison. L'Etat s'engage à faciliter l'utilisation par le Contractant des Systèmes de transport des hydrocarbures par canalisations existants. Lorsque le Contractant détermine qu'un tel transport nécessite la construction et l'exploitation par le Contractant transport d'un ou plusieurs Systèmes de transport des hydrocarbures par canalisations, l'Etat devra, sous réserve du respect par le Contractant transport des formalités et conditions prévues à cet effet par la Législation pétrolière :

- signer une Convention de transport avec le Contractant transport, dans les conditions et suivant les modalités prévues à l'Annexe D ; et
- attribuer au Contractant transport une Autorisation de transport intérieur.

La signature de la Convention de transport et l'octroi de l'Autorisation de transport intérieur sont de droit au bénéfice du Contractant transport dès lors que le Système de transport des hydrocarbures par canalisations dont la construction est envisagée permet le transport des hydrocarbures extraits dans des conditions techniques et financières conformes aux pratiques de l'industrie pétrolière internationale et à la Législation pétrolière. Tout refus à ce titre doit être dûment justifié. Tout différent quant au caractère satisfaisant des conditions techniques et financières du projet sera soumis à la Procédure d'expertise prévue à l'article 58.

Le Contractant peut solliciter auprès du Ministre chargé des hydrocarbures l'autorisation de faire transporter les hydrocarbures produits dans une Zone contractuelle d'exploitation, par un Système de transport des hydrocarbures par canalisations construit par un Tiers et sur lequel les hydrocarbures extraits par le Contractant ne sont pas prioritaires. Cette demande est formulée et instruite dans les conditions fixées à l'article 230 du Décret d'application. L'octroi de cette autorisation demandée est de droit dès lors que toutes les conditions requises à cet effet par la Législation pétrolière sont réunies.

L'Etat facilitera l'utilisation par le Contractant des Systèmes de transport des hydrocarbures par canalisations existants ou à construire pour les besoins de l'évacuation vers le marché international des hydrocarbures produits à partir de toute zone contractuelle d'exploitation. À cet effet :

a) l'Etat s'assure que, conformément à la Législation pétrolière, le tarif de transport appliqué au Contractant soit déterminé de manière juste et équitable ;

b) l'Etat s'assure que, conformément à la Législation pétrolière, le tarif de transport appliqué au Contractant ne soit pas discriminatoire par rapport à celui appliqué aux autres expéditeurs à des conditions comparables de qualité, de régularité et de débit.

Les Parties reconnaissent, qu'en principe, le taux de rentabilité interne (TRI) maximum habituellement consenti par l'Etat à tout contractant transport est de 12,5%.

17.2 Attribution de l'Autorisation de transport intérieur et signature de la Convention de transport

La demande d'attribution d'une Autorisation de transport intérieur est adressée au Ministre chargé des hydrocarbures et doit comporter l'ensemble des pièces mentionnées à l'article 220 du Décret d'application. L'Autorisation de transport intérieur est octroyée au Contractant transport par décret pris en Conseil des Ministres dans les conditions, formes et délais prévus au Titre II, chapitre IV du Code pétrolier, ainsi qu'aux articles 219 à 229 du Décret d'application.

Préalablement à l'attribution au Contractant transport d'une Autorisation de transport intérieur, celui-ci procède à la signature,

avec l'Etat, d'une Convention de transport dans les conditions prévues par les articles 222 à 225 du Décret d'application et conforme aux principes visés en Annexe D.

17.3 Tarif de transport

Le tarif de transport afférent à un Système de transport des hydrocarbures par canalisations devra être agréé entre le Contractant transport et le Ministre chargé des hydrocarbures. Ce tarif devra notamment :

- comprendre un coefficient d'utilisation des installations ;
- tenir compte des coûts d'exploitation dudit Système de transport des hydrocarbures par canalisations ;
- tenir compte de l'amortissement des installations et pipelines ;
- tenir compte des distances ;
- permettre au Contractant transport de disposer d'un taux de rentabilité interne (TRI) n'excédant pas douze et demi pour cent (12.5%) concernant ledit Système de transport des hydrocarbures par canalisations sur l'ensemble de la durée des Opérations de transport y relatives.

17.4 Occupation des terrains

Les modalités d'occupation par le Contractant transport des terrains nécessaires aux Opérations de transport sont régies par le Code pétrolier, les textes pris pour son application et les dispositions non contraires de la législation ou de la réglementation domaniale applicable en République du Niger. Toutefois, les indemnités d'expropriation seront prises en charge par le Contractant transport.

17.5 Canalisations construites à l'intérieur du périmètre d'une Autorisation exclusive d'exploitation

Les dispositions du présent article ne s'appliquent pas aux installations et canalisations qui ne font pas partie d'un Système de transport des hydrocarbures par canalisations, notamment les canalisations construites à l'intérieur d'une Autorisation exclusive d'exploitation.

Article 18 - De l'obligation d'approvisionnement du marché intérieur

18.1 Obligation d'approvisionnement du marché intérieur

Dans le cas où l'Etat ne peut satisfaire les besoins de la consommation intérieure en Pétrole brut de la République du Niger à partir de la part qui lui revient dans toutes les quantités de Pétroles bruts produits sur le territoire de la République du Niger, le Contractant s'engage, sur la part de production de Pétrole brut lui revenant, à céder la part nécessaire à la satisfaction des besoins de la consommation intérieure du pays.

18.2 Notification des besoins à couvrir

Le Ministre chargé des hydrocarbures notifie au Contractant, au moins six (6) mois à l'avance, sa volonté d'acheter les quantités de Pétrole brut revenant au Contractant, en précisant les quantités nécessaires pour couvrir les besoins de la consommation intérieure du pays pendant les six (6) mois à venir suivant l'expiration du préavis de six (6) mois. Cette notification constitue un engagement ferme d'achat par l'Etat des quantités ainsi notifiées pour chacun des mois considérés.

18.3 Répartition de l'obligation d'approvisionnement

Les quantités d'hydrocarbures que le Contractant peut être tenu d'affecter aux besoins du marché intérieur nigérien en vertu du présent Article n'excèdent pas le total des besoins du marché intérieur nigérien, diminué du total de la production d'hydrocarbures

qui revient à la République du Niger en vertu de ses différents contrats pétroliers (y compris au titre de Redevance ad valorem), le tout multiplié par une fraction dont le numérateur est constitué par les quantités d'hydrocarbures issues de la Zone contractuelle, et dont le dénominateur est constitué par la production totale des hydrocarbures extraits du territoire nigérien de qualité compatible avec les besoins du marché intérieur. Le calcul susvisé est effectué chaque Trimestre.

18.4 Substitution

Sous réserve d'une autorisation écrite du Ministre chargé des hydrocarbures, le Contractant peut satisfaire à son obligation de pourvoir aux besoins du marché local nigérien en achetant des hydrocarbures, après avoir effectué les ajustements de quantités et de prix nécessaires afin de tenir compte des coûts de transport ainsi que des écarts de qualité et conditions de vente.

TITRE IV - DISPOSITIONS COMMUNES A LA RECHERCHE ET A L'EXPLOITATION

Article 19 - Contrats d'association

19.1 Principe

Si le Contractant est composé de plusieurs entités formant un Consortium, le Contrat d'association conclu entre elles est soumis pour approbation au Ministre chargé des hydrocarbures. Le Contrat d'association doit comporter les stipulations relatives aux dispositions de l'article 110 du Décret d'application.

19.2 Modification des Contrats d'association

Tout projet de modification du Contrat d'association est soumis au Ministre chargé des hydrocarbures pour approbation accompagné d'une note succincte expliquant les motivations de la modification envisagée.

19.3 Procédure d'approbation

19.3.1 Tout rejet, par le Ministre chargé des hydrocarbures, d'un projet de Contrat d'association ou de modification d'un Contrat d'association existant doit être expressément motivé et notifié par écrit à la personne désignée par le Contractant pour recevoir les notifications destinées au Consortium.

19.3.2 A défaut de réponse du Ministre chargé des hydrocarbures à la demande d'approbation, dans un délai de trente (30) Jours à compter de sa réception, le projet de Contrat d'association ou sa modification, selon le cas, est considéré comme approuvé.

Article 20 - De l'opérateur

20.1 Désignation

Dans le cas visé au Paragraphe 19.1, les Opérations pétrolières seront réalisées au nom et pour le compte du Contractant par une des entités composant celui-ci et dénommée l'Opérateur. L'Opérateur désigné par le Contractant, le cas échéant, doit être une Société pétrolière justifiant d'une expérience dans la conduite d'Opérations pétrolières et en matière de protection de l'Environnement adaptée à la réalisation des Opérations pétrolières dans la Zone contractuelle. L'Etat reconnaît expressément que le Contractant remplit toutes les conditions pour être Opérateur au titre du Contrat d'association.

20.2 Missions de l'Opérateur

Pour le compte du Contractant, l'Opérateur a notamment pour tâches de :

- a) préparer et soumettre au Comité de gestion les projets de Programme annuels de travaux, les Budgets correspondants et leurs modifications éventuelles tel que cela est précisé à l'article 22 ci-dessous ;

- b) préparer et soumettre au Comité de gestion l'ensemble des informations et rapports visés au Contrat ;
- c) diriger, dans les limites des Programmes annuels de travaux et des budgets approuvés conformément aux stipulations de l'article 22 ci-dessous, l'exécution des Opérations pétrolières ;
- d) sous réserve de l'application des dispositions des Paragraphes 22.5 et 22.6, ci-dessous, négocier et conclure avec tous tiers les contrats relatifs à l'exécution des Opérations pétrolières ;
- e) tenir la comptabilité des Opérations pétrolières, préparer et soumettre à l'Etat les comptes et les rapports, conformément aux dispositions de la procédure comptable faisant l'objet de l'Annexe B ;
- f) conduire les Opérations pétrolières de manière appropriée et, d'une façon générale, dans les conditions prévues par le Contrat.

Article 21 - Des Comités de gestion

21.1 Création des Comités de gestion

Dans les trente (30) Jours suivant la Date d'entrée en vigueur du présent contrat, il sera constitué un Comité de gestion pour l'Autorisation exclusive de recherche. De même dans les (30) Jours suivant l'octroi d'une Autorisation exclusive d'exploitation, il sera constitué un Comité de gestion pour cette Autorisation exclusive d'exploitation.

21.2 Composition du Comité de gestion

21.2.1 Chaque Comité de gestion est composé de l'Etat d'une part et du Contractant d'autre part. L'ensemble des entités composant le Contractant est représenté au Comité de gestion par une seule personne.

21.2.2 Chaque membre du Comité de gestion y désigne un (1) représentant et un (1) suppléant. Le suppléant nommé par une Partie agira seulement au cas où le représentant désigné par cette Partie ne serait pas disponible. Chaque Partie a le droit de remplacer à tout moment son représentant ou son suppléant en avisant par écrit l'autre Partie de ce remplacement.

21.2.3 L'Etat et le Contractant peuvent faire participer aux réunions du Comité de gestion un nombre raisonnable de membres de leur personnel, sans toutefois pouvoir excéder dix (10) personnes par Partie. Toutefois, seules les personnes désignées en qualité de représentant de l'Etat et du Contractant ou, en leur absence, leurs suppléants, ont voix délibérative au sein du Comité de gestion. Chaque représentant titulaire ou, en l'absence d'un représentant titulaire, son suppléant, dispose d'une voix et est réputé autorisé à représenter et à engager la Partie qui l'a mandaté sur tout sujet relevant de la compétence du Comité de gestion. Toutes les personnes participant aux réunions du Comité de gestion sont tenues à une stricte obligation de confidentialité concernant les débats, les questions évoquées et les informations divulguées, sans préjudice du droit pour les représentants de l'Etat et du Contractant de rendre compte des débats et des questions évoquées à leurs mandants respectifs.

21.2.4 Les frais associés à la participation des agents de l'Etat aux Comités de gestion seront à la charge du Contractant. Un protocole sera établi entre les Parties pour préciser les frais à prendre en considération au bénéfice des agents de l'Etat et de ceux du Contractant.

21.3 Compétence

21.3.1 Le Comité de gestion examine toutes questions inscrites à son ordre du jour relatives à l'orientation, à la programmation et au contrôle de la réalisation des Opérations pétrolières. Dans ce cadre :

- a) il approuve les Programmes annuels de travaux et les budgets, ainsi que les révisions qui peuvent y être apportées ;
- b) il contrôle l'exécution desdits programmes et budgets ; et
- c) il se prononce sur les questions dont il est expressément prévu par le Contrat qu'elles lui soient soumises.

21.3.2 Le Comité de gestion prend des décisions conformément à la procédure décrite ci-après dans les matières visées aux points (a), (b) et (c) ci-dessus, à l'exception, pour les matières visées au point (c), des cas où il est expressément prévu au Contrat qu'il n'a qu'un rôle consultatif :

a) Le Contractant présente au Comité de gestion ses propositions concernant (i) les Programmes annuels de travaux et les Budgets, (ii) les révisions à apporter aux Programmes annuels de travaux et aux budgets et (iii) les questions visées à l'alinéa (c) du Paragraphe 21.3.1.

Il présente également la réalisation des travaux et dépenses engagées.

Les membres du Comité de gestion se concertent sur les questions qui lui sont soumises en vertu des points (a), (b) et (c) du Paragraphe 22.1.1 pour parvenir à une décision unanime.

b) Si une question ne peut recueillir l'unanimité au cours d'une réunion du Comité de gestion, l'examen de cette question est reporté à une prochaine réunion du Comité de gestion qui se tiendra, sur convocation du Contractant, dix (10) Jours au moins après la date de la première réunion. Pendant ce délai, les Parties se concerteront et le Contractant fournira toutes informations et explications qui lui sont demandées par l'Etat en sa qualité de membre du Comité de gestion. Il est entendu que si au cours de la réunion subséquente, les membres du Comité de gestion ne parvenaient pas à un accord sur la décision à prendre, la proposition du Contractant sera considérée comme adoptée tant que la production commerciale du Gisement concerné n'aura pas démarrée, à l'exception de l'existence d'un cas de Force majeure qui nécessitera une décision à l'unanimité conformément aux stipulations du Paragraphe 54.3.

Après cette date (mais seulement en ce qui concerne l'Autorisation pour laquelle la production commerciale a commencé), à défaut d'accord du Comité de gestion sur les Programmes annuels de travaux et les Budgets ou les révisions proposés, (i) les Programmes annuels de travaux et les Budgets ou les révisions proposés en discussion pourront être soumis à la Procédure d'expertise et (ii) le Contractant pourra, à titre conservatoire, exécuter les Programmes annuels de travaux et les Budgets ou les révisions qu'il estime nécessaires ou utiles pour la poursuite et la préservation des Opérations pétrolières, selon les pratiques en vigueur dans l'industrie pétrolière internationale.

c) Les décisions du Comité de gestion ne doivent pas avoir pour objet ou pour effet de porter atteinte aux droits et obligations du Contractant résultant du Contrat.

21.4 Réunions

Le Comité de gestion se réunit à tout moment à la demande de l'un quelconque de ses membres et au moins deux (2) fois par Année civile. Les convocations au Comité de gestion sont adressées aux membres dudit Comité par l'entité ayant pris l'initiative de la réunion, au moins quinze (15) Jours avant la date prévue pour la réunion. Chaque convocation contient l'indication de la date, de l'heure, du lieu et de l'ordre du jour de la réunion envisagée. Lorsque l'initiative de la réunion émane du Contractant celui-ci fait parvenir au Ministère en charge des hydrocarbures, dans un délai de huit (8) Jours au moins avant la date prévue pour la réunion, l'ensemble des éléments d'information nécessaires à la prise de

décision au cours de cette réunion. Chaque entité membre du Comité de gestion sera libre d'ajouter des sujets à l'ordre du jour sous réserve d'en donner notification à l'autre membre du Comité de gestion au moins sept (7) Jours avant la date prévue pour la réunion. Aucune décision ne peut être prise au cours d'une réunion du Comité de gestion sur un sujet qui n'a pas été inscrit préalablement à l'ordre du jour de cette séance, sauf décision contraire unanime des représentants des Parties.

21.5 Présidence et secrétariat

Les réunions du Comité de gestion sont présidées par le représentant du Ministère en charge des hydrocarbures. Le Contractant en assure le secrétariat.

21.6 Procès-verbaux

21.6.1 Le Contractant établit, signe et soumet à la signature du représentant du Ministère en charge des hydrocarbures, à la fin de chaque réunion du Comité de gestion, une liste des questions ayant fait l'objet d'une décision et un résumé des positions adoptées à cette occasion par les Parties.

21.6.2 Le Contractant prépare un procès-verbal écrit de chaque réunion et en envoie copie au Ministère en charge des hydrocarbures dans les quinze (15) Jours suivant la date de la réunion, pour approbation ou remarques. Le Ministère en charge des hydrocarbures est tenu de formuler ses remarques dans un délai de quinze (15) Jours à compter de la date de réception. À défaut, le procès-verbal est réputé accepté.

21.7 Décision sans réunion

21.7.1 Toute question peut être soumise à la décision du Comité de gestion sans donner lieu à une réunion formelle dudit Comité, notamment en cas d'urgence, à condition, que la Partie qui en a l'initiative la transmette par écrit à l'autre. Dans ce cas, chacune des Parties doit communiquer son vote à l'autre Partie dans les dix (10) Jours suivant réception de ladite question, à moins que la question soumise au vote ne requiert une décision dans un délai plus bref, qui, sauf urgence, ne pourra pas être inférieur à quarante-huit (48) heures. L'absence de réponse d'une Partie sur la question en discussion est considérée comme un vote négatif.

21.7.2 Toute décision adoptée par les Parties suivant les modalités prévues au Paragraphe 21.7.1, a la même valeur qu'une décision adoptée dans le cadre d'une réunion formelle du Comité de gestion.

21.8 Auditeurs externes

Le Comité de gestion peut décider d'entendre toute personne dont l'audition est demandée par l'une des Parties. Chaque Partie peut en outre, à ses frais, se faire assister aux réunions du Comité de gestion par des spécialistes extérieurs de son choix, à condition d'obtenir un engagement de confidentialité desdits spécialistes, étant entendu que les spécialistes assistant l'Etat ne doivent avoir aucun lien avec des entités, personnes ou sociétés concurrentes de l'une des entités composant le Contractant.

Article 22 - Du Programme annuel de travaux

22.1 Préparation des Programmes annuels de travaux et des budgets correspondants

22.1.1 Le Contractant présentera au Comité de gestion, dans un délai de soixante (60) Jours à compter de la Date d'entrée en vigueur, le programme de travaux qu'il se propose de réaliser pour le restant de l'Année civile en cours, et le Budget correspondant, le tout appuyé d'une documentation détaillée.

22.1.2 Avant le 30 septembre de chaque année, le Contractant soumet au Comité de gestion une proposition de Programme annuel de travaux et de budget pour l'Année civile suivante. Ledit

programme est présenté sur une base mensuelle et trimestrielle et contient un descriptif technique des Opérations pétrolières projetées. Le Contractant présente également, sous une forme moins détaillée, un programme de travaux et un Budget pour les deux Années civiles suivantes.

22.1.3 Les Budgets mentionnés aux Paragraphes 22.1.1 et 22.1.2 sont établis en FCFA.

22.1.4 Le Comité de gestion examine le Programme annuel de travaux et le budget correspondant proposés par le Contractant, dans un délai de trente (30) Jours à compter de la date de réception desdits programme et budget.

22.2 Contenu du Programme annuel de travaux et du budget

Le Programme annuel de travaux et le Budget correspondant comprennent, sans que cette liste ne soit exhaustive :

a) pour la phase de recherche :

- les études géologiques, géophysiques ou géochimiques ;
- les travaux de géologie de terrain ;
- les travaux d'acquisition sismique, gravimétrique ou magnétométrique ;

- les traitements et retraitements des données sismiques, gravimétriques ou magnétométriques ainsi que leur interprétation subséquente ;

- les analyses de laboratoire ;

- les travaux de Forage ;

- le soutien logistique (en valeur) ;

- toutes les cartes, planches et rapports techniques supportant le Programme de Travaux envisagé.

b) pour la phase d'exploitation :

(1) aux fins des Opérations de développement :

- les études d'avant-projet de développement ;
- les Forages ;
- les outillages et équipements ;
- le dimensionnement des structures et autres installations ;
- un programme de recrutement, par niveau de responsabilité et par poste, du personnel de nationalité nigérienne, ainsi que le budget correspondant ;

- un programme détaillé de formation du personnel nigérien, par niveau de responsabilité et par poste, ainsi que les budgets y relatifs ;

(2) aux fins des Opérations d'exploitation :

- les études envisagées ;
- les complétions des Forages et reconditionnement de Puits de développement ou de production ;
- les infrastructures de production ;
- les équipements de production ;
- les travaux d'entretien ;
- un état détaillé des coûts des Opérations d'exploitation prévisionnels ;
- les quantités et qualités des hydrocarbures à produire à partir de la Zone contractuelle ;
- toutes les cartes, planches et rapports techniques supportant le Programme de travaux envisagé ;

- un programme de recrutement, par niveau de responsabilité et par poste, du personnel de nationalité nigérienne, ainsi que le budget correspondant ;

- un programme détaillé de formation du personnel nigérien, par niveau de responsabilité et par poste, ainsi que les budgets y relatifs.

Les informations fournies en vertu du présent Paragraphe 22.2 sont commentées et mettent en évidence les principales hypothèses retenues. Pour chaque phase contractuelle (recherche, développement, exploitation), une note de synthèse récapitulant l'ensemble de ces informations sera transmise par le Contractant.

22.3 Adoption

Après examen, révision et complément s'il y a lieu, et le 30 novembre au plus tard, le Programme annuel de travaux définitif et le budget correspondant pour l'Année civile suivante sont adoptés par le Comité de gestion, conformément aux stipulations du Paragraphe 21.3 ci-dessus. Le programme de travaux prévisionnel pour les deux Années civiles suivantes et le Budget correspondant font l'objet d'un examen par le Comité de gestion, sans vote ni adoption définitive.

22.4 Exécution du Programme annuel de travaux et du budget

Le Contractant doit exécuter chaque Programme annuel de travaux dans les limites du Budget correspondant et ne peut entreprendre aucune opération qui ne soit pas comprise dans un Programme annuel de travaux dûment approuvé (et éventuellement révisé), ni engager aucune dépense excédant les montants inscrits au Budget (éventuellement révisé), sous réserve de ce qui suit :

a) si cela s'avère nécessaire pour l'exécution d'un Programme annuel de travaux dûment approuvé, le Contractant est autorisé à faire des dépenses excédant le Budget adopté, dans la limite de dix pour cent (10%) du montant d'un poste quelconque du Budget ou de cinq pour cent (5%) du montant global du Budget. Le Contractant doit rendre compte de cet excédent de dépenses à la plus prochaine réunion du Comité de gestion ;

b) au cours de chaque Année civile, le Contractant est autorisé à effectuer, dans le cadre d'Opérations pétrolières, des dépenses imprévues non incluses dans un Programme annuel de travaux et non inscrites dans le Budget correspondant, mais liées à la réalisation du Programme annuel de travaux, dans la limite d'un montant total de trois millions (3 000 000) de Dollars ou l'équivalent en FCFA. Toutefois, ces dépenses ne doivent pas être faites pour atteindre des objectifs jusqu'alors expressément refusés par le Comité de gestion. Le Contractant doit, le cas échéant, présenter un rapport y relatif au Ministre chargé des hydrocarbures dans un délai qui ne dépasse pas trente (30) Jours à compter de la date de la dépense.

c) en cas d'urgence dans le cadre des Opérations pétrolières, le Contractant peut engager les dépenses immédiates qu'il juge nécessaires pour la protection des vies, des biens et de l'Environnement, et doit adresser au Comité de gestion, dans un délai qui ne dépasse pas trente (30) Jours à compter de la date de la dépense, un rapport sur les circonstances ayant justifié ces dépenses.

L'approbation des dépenses mentionnées aux alinéas (a) et (b) du présent Paragraphe par le Comité de gestion ouvre droit, au bénéfice du Contractant, à la possibilité d'effectuer de nouvelles dépenses imprévues dans les limites et aux conditions fixées aux alinéas (a) et (b) du présent Paragraphe.

22.5 Recours à une procédure d'appel d'offres

22.5.1 Sauf dispense accordée par le Comité de gestion, le Contractant devra faire des appels d'offres pour les achats de

matériels et fournitures de services dont le coût estimé est supérieur à un million (1 000 000) de Dollars ou l'équivalent en FCFA pour les Opérations de recherche, et à deux millions (2 000 000) de Dollars ou l'équivalent en FCFA pour les Opérations de développement et d'exploitation. Les entités composant le Contractant pourront soumissionner dans le cadre de ces appels d'offres. Les procédures d'appel d'offres devront être transparentes et garantir l'égalité des soumissionnaires et un représentant du Ministère en charge des hydrocarbures devra participer à l'ensemble de la procédure en tant qu'observateur. Les dispositions du présent alinéa ne sont pas applicables aux contrats afférents aux services et fournitures conclus par le Contractant avant la Date d'entrée en vigueur pour les besoins de la négociation et de la signature de ce Contrat, et de l'obtention de l'Autorisation exclusive de recherche.

22.5.2 Les appels d'offres passés par le Contractant ne sont pas soumis à la procédure de passation des marchés publics et ce, quand bien même le Contractant comprendrait en son sein des entités dont le capital est détenu, en tout ou partie, par une personne morale de droit public.

22.5.3 Par dérogation aux stipulations du Paragraphe 22.5.1 ci-dessus, ne sont pas soumis à procédure d'appel d'offres les contrats relatifs aux études géologiques et géophysiques, à la corrélation et l'interprétation des données sismiques, aux simulations et études de Gisements, à l'analyse des Puits, à l'analyse des roches mères, à l'analyse pétro physique et géochimique, à la supervision et à l'Ingénierie des opérations pétrolières, à l'acquisition de logiciels et aux travaux nécessitant l'accès à des informations confidentielles, pour lesquels le Contractant a la possibilité de fournir les prestations à partir de ses moyens propres.

22.6 Préférence aux entreprises nigériennes

Le Contractant ainsi que ses Sous-traitants accordent la préférence aux entreprises nigériennes pour les contrats de construction, de fourniture et de prestation de services, à conditions équivalentes de qualité, quantité, délais de livraison, conditions de paiement, garanties présentées et services après-vente dès lors que les prix proposés par les entreprises nigériennes n'excèdent pas de plus de 10% ceux proposés par les entreprises étrangères.

Article 23 - Des obligations d'information et des rapports

23.1 Représentant du Contractant

23.1.1 Le Contractant est tenu de faire connaître à l'Etat le nom, les qualifications, le curriculum vitae et l'expérience de la personne ayant les pouvoirs nécessaires pour :

a) recevoir toutes les notifications ou significations qui lui sont adressées, et

b) le représenter auprès de l'Etat.

23.1.2 Le Contractant doit informer l'Etat du remplacement de la personne mentionnée au Paragraphe 23.1.1, au plus tard trente (30) Jours avant la date de prise d'effet de ce remplacement. Cette information reprend les éléments précisés au Paragraphe 23.1.1 concernant le nom, les qualifications, le curriculum vitae et l'expérience du remplaçant désigné.

23.2 Données Pétrolières

Les données pétrolières sont la propriété de l'Etat et doivent lui être transmises dans les meilleurs délais suivant leur obtention, acquisition, préparation ou traitement. Elles ne peuvent être publiées, reproduites ou faire l'objet de transaction sans l'approbation préalable de l'Etat. Le Contractant a le droit cependant de conserver, pour les besoins des Opérations pétrolières, copies des documents constituant les données Pétrolières. Il pourra également, avec l'autorisation de l'Etat qui ne sera pas refusée ou retardée sans raison valable, conserver pour les besoins des Opérations

pétrolières les documents originaux constituant les Données Pétrolières, à condition, pour les documents reproductibles, que des copies aient été fournies à l'Etat.

L'Etat s'engage également à faire ses meilleurs efforts pour obtenir toute information jugée pertinente par le Contractant, dans les meilleurs délais, y compris les informations et données relatives à d'autres blocs mais dont l'exploitation pourrait présenter un intérêt pour l'exploration de la Zone contractuelle de recherche.

23.3 Notification du début des Opérations pétrolières

23.3.1 Avant le début des Opérations pétrolières sur le terrain ou lorsque celles-ci sont interrompues pour une période excédant trois (3) mois, le Contractant communique au Ministère en charge des hydrocarbures, au plus tard sept (7) Jours à l'avance, son intention de commencer ou de reprendre lesdites opérations. Le Contractant indique dans cette communication, le nom, les qualifications, le curriculum vitae et l'expérience de la personne responsable de la réalisation des Opérations pétrolières.

23.3.2 Le Contractant doit informer l'Etat du remplacement de la personne mentionnée au Paragraphe 23.3.1 au plus tard trente (30) Jours avant la date de prise d'effet de ce remplacement. Cette information reprend les éléments précisés au Paragraphe 23.3.1 concernant le nom, les qualifications, le curriculum vitae et l'expérience du remplaçant désigné.

23.4 Travaux de forage et de test de puits

23.4.1 Au plus tard quinze (15) Jours avant la date prévue pour le début des travaux de forage de tout Puits à l'intérieur de la Zone contractuelle, le Contractant communique au Ministère en charge des hydrocarbures, un rapport d'implantation contenant les informations suivantes :

a) le nom et le numéro du Puits ;

b) une description de l'emplacement exact du Puits ainsi que ses coordonnées géographiques et UTM ;

c) un rapport technique détaillé du programme de Forage, une estimation des délais de réalisation des travaux de Forage, l'objectif de profondeur visé, les équipements utilisés et les mesures de sécurité prévues ;

d) un résumé des données géologiques, géophysiques, géochimiques et de leurs interprétations, en particulier le type et les réserves d'hydrocarbures visés, sur lesquelles le Contractant fonde sa proposition de travaux de Forage à l'emplacement envisagé.

23.4.2 Au plus tard sept (7) Jours avant la date prévue pour le début des travaux de test de tout Puits à l'intérieur de la Zone contractuelle, le Contractant communique au Ministère en charge des hydrocarbures, un rapport d'implantation contenant les informations suivantes :

a) le nom et le numéro du Puits ;

b) une description de l'emplacement exact du Puits ainsi que ses coordonnées géographiques et UTM ;

c) un rapport technique détaillé du programme de test, une estimation des délais de réalisation des travaux de test, les intervalles à tester, les équipements utilisés et les mesures de sécurité prévues.

23.4.3 Le Contractant fournit au Ministère en charge des hydrocarbures des rapports quotidiens de Forage et des travaux de test qui décrivent le progrès et les résultats des différentes opérations de Forage.

23.4.4 Lorsque les travaux de Forage ou de test d'un Puits sont interrompus pour une période susceptible d'excéder un (1) mois,

le Contractant en informe l'Etat dans les sept (7) Jours qui suivent cette interruption.

23.4.5 Lorsque les travaux de Forage ou de test d'un Puits sont interrompus pour une période supérieure à un (1) mois mais inférieure à trois (3) mois, le Contractant informe le Ministère en charge des hydrocarbures de son intention de les reprendre quarante-huit (48) heures au moins avant la date envisagée pour la reprise des travaux.

23.4.6 Lorsque les travaux de Forage et de test d'un Puits sont interrompus pendant une période supérieure à trois (3) mois, le Contractant informe l'Etat de son intention de les reprendre au moins sept (7) Jours avant la date prévue pour la reprise des travaux. Cette information reprend l'ensemble des éléments mentionnés au Paragraphe 23.3.

23.4.7 Dans les cent quatre-vingt (180) Jours qui suivent la fin d'une opération de Forage, de test ou d'une campagne de prospection géophysique, le Contractant fournit à l'Etat les données brutes et, sous réserve que la phase principale d'exploitation des données soit achevée dans ce délai, le résultat de leur exploitation. Au cas où la phase principale d'exploitation des données mentionnée ci-dessus ne serait pas achevée à l'expiration dudit délai, les résultats devront être transmis à l'Etat dès l'achèvement de l'exploitation de ces données.

23.4.8 Les résultats mentionnés au Paragraphe 23.4.7, doivent dans la mesure du possible être accompagnés des éléments d'information dont la liste suit, présentés sous formats papier et numérique, sauf stipulation contraire du présent Paragraphe 23.4.8 :

a) les données géologiques :

- l'intégralité des mesures diagraphiques réalisées dans le Puits ;
- le rapport de fin de sondage, comprenant entre autres :
- le plan de position du Forage et les cartes des principaux horizons ;
- le log fondamental habillé ;
- les logs de chantier ;
- l'interprétation lithologique et sédimentologique ;
- les coupures stratigraphiques ;
- le rapport de fin de test de puits, comprenant entre autres :
- les données de pression ;
- les données de temps de production ;
- les analyses de pression-volumes-températures (PVT) ;
- la description des niveaux des réservoirs ;
- les rapports et notes concernant les mesures réalisées dans le Puits ainsi que les études de laboratoire ;

b) les données géophysiques ;

c) les données topographiques :

- les plans de position ;
- le rapport d'acquisition ;
- les documents de terrain ;
- les données brutes uniquement sous forme numérique, compactée et traitée.

23.5 Traitement des Données pétrolières à l'étranger

Les exemplaires originaux des enregistrements, bandes magnétiques et autres données, qui doivent être traités ou analysés à l'étranger, peuvent être exportés par le Contractant, après en avoir

informé le Ministre chargé des hydrocarbures et à condition qu'une copie desdits documents soit conservée en République du Niger. Les documents et données exportés sont rapatriés en République du Niger dans un délai raisonnable.

23.6 Stockage des données

Le Contractant est tenu de s'assurer que les modalités de stockage des données sujettes à dégradation et non reproductibles, telles que les carottes et échantillons fluides, en garantissent la bonne conservation, l'intégrité et l'accès afin de permettre leur exploitation pendant toute la durée des Opérations pétrolières.

23.7 Exemplaires à remettre à l'Etat

Toutes les cartes, sections, profils et tous autres documents géophysiques ou géologiques seront fournis au Ministère en charge des hydrocarbures en trois (3) exemplaires sous format numérique.

23.8 Rapports périodiques

23.8.1 Le Contractant remet au Ministère en charge des hydrocarbures, au plus tard le 30 septembre de chaque année, pour l'Autorisation exclusive de recherche et, le cas échéant, pour chaque Autorisation exclusive d'exploitation, un rapport semestriel couvrant la période de janvier à juin de l'Année civile en cours et, au plus tard le 31 mars de chaque année, un rapport annuel couvrant la dernière Année civile, ainsi qu'un rapport semestriel couvrant la période de juillet à décembre de la dernière Année civile.

23.8.2 Ces rapports comportent les informations suivantes :

- a) une description des résultats des Opérations pétrolières réalisées par le Contractant ;
- b) un résumé des travaux géologiques et géophysiques réalisés par le Contractant, y compris les activités de Forage ;
- c) toutes les informations résultant des Opérations pétrolières et notamment :
 - les données géologiques, géophysiques, géochimiques, pétrophysiques et d'Ingénierie ;
 - les données de sondage de Puits ;
 - les données de production ;
 - les rapports périodiques d'achèvement des travaux ;
- d) une liste des cartes, rapports et autres données géologiques, géochimiques et géophysiques relatives à la période considérée ;
- e) l'implantation des Puits forés par le Contractant pendant la période considérée ;
- f) le volume brut et la qualité des Hydrocarbures et des Substances connexes produits, récupérés, commercialisés ou torchés le cas échéant à partir de la Zone contractuelle, la contrepartie reçue par le Contractant pour lesdits Hydrocarbures et Substances connexes, l'identité des personnes auxquelles ces Hydrocarbures et Substances connexes ont été livrés et les quantités restantes à l'issue de la période considérée. En ce qui concerne le Gaz torché, le Contractant fournira également la nature des produits de la combustion ;
- g) le nombre des personnes affectées aux Opérations d'exploitation sur le territoire du Niger à la fin de la période en question, réparties entre ressortissants nigériens et personnel expatrié ;
- h) les investissements effectués en République du Niger et à l'étranger aux fins des Opérations pétrolières ;
- i) un compte rendu de la façon dont ont été exécutés le Programme annuel de travaux et le Budget afférents à la période écoulée et, le cas échéant, la justification des principaux écarts ;

j) les informations pertinentes que le Contractant aura réunies pendant la période concernée, y compris les rapports, analyses, interprétations, cartes et évaluations préparés par le Contractant et ses Sociétés affiliées, leurs Sous-traitants, consultants ou conseils ;

k) une mise à jour des estimations des réserves d'hydrocarbures initiales et les estimations des réserves d'hydrocarbures récupérables à l'issue de la période considérée. Ces réserves devront être certifiées par un cabinet indépendant, sélectionné conjointement par l'Etat et le Contractant tous les quatre (4) ans dans le cadre de l'Autorisation exclusive de recherche et de toute Autorisation exclusive d'exploitation.

23.8.3 Lorsque les montants précis des sommes mentionnées au Paragraphe 23.8.2 ne sont pas connus à la date de préparation du rapport visé au Paragraphe 23.8.2, des estimations sont fournies au Ministère en charge des hydrocarbures par le Contractant.

23.9 Contrat avec les Sous-traitants

Le Contractant communique au Ministre chargé des hydrocarbures, avant le début de l'exécution du contrat concerné, tout contrat signé avec un Sous-traitant. Tout contrat de sous-traitance doit être rédigé en français ou en anglais et transmis dans sa version signée accompagné, le cas échéant, de sa traduction française.

En cas de non-respect de cette obligation de communication, les coûts afférents au contrat de sous-traitance concerné ne seront pas admis au titre des Coûts pétroliers récupérables.

23.10 Mesures d'allégement

L'intention des Parties n'est pas d'appliquer les stipulations du présent Article de façon à surcharger anormalement l'administration du Contractant. Au cas où, selon le Contractant, l'application de l'une quelconque des dispositions du présent article aurait cet effet, les Parties se réuniront pour se mettre d'accord sur un allégement approprié de l'obligation concernée.

Article 24 - Du personnel

24.1 Priorité au personnel nigérien

Conformément aux dispositions de l'article 29 du Code pétrolier, le Contractant et les Sous-traitants qui sont des Sociétés affiliées du Contractant sont tenus de respecter, aux différentes phases contractuelles, le quota minimal d'employés nigériens par catégorie de travailleurs définie dans le tableau de l'article 79 du Décret d'application.

En cas de non-respect des dispositions relatives au quota minimal stipulées à l'alinéa précédent, les coûts afférents aux salariés étrangers dont la proportion excède la proportion maximum de salariés étrangers autorisée ne seront pas admis au titre des coûts pétroliers récupérables.

24.2 Du recrutement et de la formation du personnel nigérien

24.2.1 Avant le 31 octobre de chaque année, le Contractant présente au Ministère en charge des hydrocarbures pour l'Année civile suivante :

- a) un programme de recrutement, par niveau de responsabilité et par poste, du personnel de nationalité nigérienne ;
- b) un programme détaillé de formation, par niveau de responsabilité et par poste, du personnel de nationalité nigérienne employé par le Contractant, indiquant les budgets qui y sont affectés. Sauf accord contraire des deux parties, les budgets annuels consacrés à la formation seront de cent mille (100.000) de Dollars ou l'équivalent en FCFA pour l'Autorisation exclusive de recherche. Ce montant sera porté, pendant la période d'Exploitation, à

deux cent mille (200.000) de Dollars ou l'équivalent en FCFA pour chaque Autorisation exclusive d'exploitation concernée. Ce montant sera porté dans les Coûts pétroliers.

Le recrutement et les programmes de formation seront fondés uniquement sur le mérite de chaque candidat et employé, tel qu'estimé par le Contractant. Aucun candidat ou employé ne bénéficiera d'un traitement particulier en raison de ses relations personnelles avec un Agent public.

24.2.2 L'Etat dispose d'un délai de trente (30) Jours pour se prononcer sur les programmes mentionnés au Paragraph 24.2.1. En cas de rejet desdits programmes, l'Etat doit motiver sa décision.

À l'expiration du délai de trente (30) Jours susmentionné, le silence gardé par l'Etat sur les programmes de recrutement et de formation présentés par le Contractant vaut approbation desdits programmes.

24.2.3 Au plus tard dans les trois (3) mois qui suivent la fin de l'Année civile, le Contractant présente à l'Etat, pour l'Année civile écoulée :

a) un rapport sur les recrutements de personnel de nationalité nigérienne, par niveau de responsabilité et par poste. Le Contractant justifie les éventuels écarts avec le programme de recrutement approuvé conformément aux stipulations du Paragraph 24.2.2 ;

b) un rapport indiquant, par niveau de responsabilité et par poste, la nature et les coûts de formation dont a bénéficié le personnel de nationalité nigérienne employé par le Contractant. Le Contractant justifie les éventuels écarts avec le programme de formation approuvé conformément aux stipulations du Paragraph 24.2.2.

24.2.4 En cas de non-respect par le Contractant du programme de recrutement approuvé conformément aux stipulations du Paragraph 24.2.2, le Ministre chargé des hydrocarbures lui adresse une mise en demeure de s'y conformer dans un délai de soixante (60) Jours.

Si à l'expiration des délais impartis, la mise en demeure n'est pas suivie d'effets, sauf motif légitime (y compris le cas où le Contractant peut démontrer qu'il a pris toutes les mesures raisonnables pour recruter du personnel nigérien), le Contractant encourt une sanction financière dont le montant est égal à cinq (5) fois le salaire annuel du personnel dont le recrutement était approuvé mais qui n'a pas été embauché.

24.2.5 En cas de non-respect par le Contractant du programme de formation de son personnel de nationalité nigérienne approuvé par l'Etat conformément aux stipulations du Paragraph 24.2.2, le Ministre chargé des hydrocarbures lui adresse une mise en demeure de réaliser le programme litigieux pendant l'Année civile en cours, en sus du programme de formation de cette même année.

Si à l'expiration de l'Année civile en cours, l'ensemble des obligations de formation à la charge du Contractant pour ladite Année civile n'a pas été respecté, y compris celles afférentes au programme de formation litigieux, le Contractant encourt une sanction financière dont le montant est égal à cinq (5) fois les coûts des formations approuvées et non effectuées.

24.3 Personnel étranger

Le personnel étranger employé par le Contractant, ses Sociétés affiliées, Sous-traitants et Fournisseurs, pour les besoins des Opérations pétrolières est autorisé à entrer en République du Niger. L'Etat facilitera la délivrance et le renouvellement des pièces administratives nécessaires à l'entrée et au séjour en République du Niger des membres du personnel étranger et de leurs familles d'une part, et l'emploi dudit personnel d'autre part. Les personnels, le Contractant, ses Sociétés affiliées, Sous-traitants et Four-

nisseurs en question devront néanmoins accomplir les formalités requises par les Lois en vigueur pour l'entrée, le séjour et l'emploi des personnes étrangères au Niger.

Article 25 - Des pratiques de forage

25.1 Respect des normes et pratiques en vigueur dans l'industrie pétrolière internationale

Le Contractant s'assure que la conception des Puits et les opérations de Forage, y compris les tubages, la cimentation, l'espacement et l'obturation des Puits, sont effectués conformément aux normes et pratiques en vigueur dans l'industrie pétrolière internationale.

25.2 Identification des Puits

Tout Puits est identifié par un nom géographique, un numéro, des coordonnées géographiques et UTM qui figurent sur des cartes, plans et autres documents que le Contractant est tenu de conserver. En cas de modification du nom d'un Puits, le Ministère en charge des hydrocarbures en est informé dans les quinze (15) Jours qui suivent cette modification.

25.3 Forage hors de la Zone contractuelle

25.3.1 Le Contractant peut solliciter auprès du Ministre chargé des hydrocarbures, l'autorisation de réaliser, dans une limite de mille (1.000) mètres en dehors des limites de sa Zone contractuelle, un Forage dont l'objectif est situé à l'intérieur de sa Zone contractuelle.

25.3.2 Lorsque les surfaces concernées par la demande mentionnée au Paragraph 25.3.1 et situées en dehors des limites de la Zone contractuelle du Contractant, sont comprises dans la Zone contractuelle d'une Autorisation octroyée à un Tiers, le Ministère en charge des hydrocarbures invite le Contractant et l'ensemble des Titulaires concernés à s'entendre sur les modalités de cette opération. L'accord y afférent, qui pourra prévoir que les Données pétrolières obtenues dans le cadre de ce Forage seront communiquées au Titulaire tiers, est soumis à l'approbation préalable du Ministère en charge des hydrocarbures.

25.3.3 Si le Contractant ne parvient pas à s'accorder avec le Titulaire de l'Autorisation concernée sur le projet d'accord prévu au Paragraph 25.3.2 ou lorsque le Ministre chargé des hydrocarbures n'approuve pas le projet d'accord à lui soumis, ce dernier propose à tous les Titulaires concernés un projet d'accord équitable et équilibré.

25.3.4 Si un Titulaire n'accepte pas le projet d'accord préparé par le Ministre chargé des hydrocarbures, le différend est soumis aux stipulations relatives au règlement des différends de son contrat pétrolier.

25.3.5 Si l'ensemble des Titulaires concernés n'acceptent pas le projet préparé par le Ministre chargé des hydrocarbures, le différend qui en résulte peut faire l'objet d'un règlement par voie de conciliation ou de tout autre mode de règlement alternatif des différends, par voie d'expertise technique ou d'arbitrage dans les conditions à convenir entre l'ensemble des parties concernées.

Article 26 - De la propriété des biens mobiliers et immobiliers

26.1 Transfert de propriété

26.1.1 La propriété de tous biens, meubles ou immeubles, acquis par le Contractant en vue de la réalisation des Opérations pétrolières, sera transférée à l'Etat, à titre gratuit, dès complet remboursement au Contractant des Coûts pétroliers récupérables y afférents.

26.1.2 Pour chacun des biens mentionnés au Paragraph 26.1.1, la date du transfert de propriété interviendra au Jour où les Coûts

pétroliers récupérables y afférents auront été complètement remboursés au Contractant.

26.1.3 La propriété des biens mentionnés au Paragraphe 26.1.1 sera également transférée à l'Etat à l'expiration, pour quelque cause que ce soit, de l'Autorisation exclusive de recherche ou de l'Autorisation exclusive d'exploitation octroyée au Contractant pour les biens dont les Coûts pétroliers ont été affectés à ladite autorisation et ce, quand bien même lesdits coûts n'auraient pas été intégralement remboursés à la date d'expiration de l'Autorisation concernée.

26.2 Utilisation des biens transférés par le Contractant

Nonobstant les stipulations du Paragraphe 26.1, le Contractant pourra continuer à utiliser gratuitement, les biens mobiliers et immobiliers transférés à l'Etat en vertu du présent Article, qui demeurent nécessaires à la poursuite de la réalisation des Opérations pétrolières au titre des Zones contractuelles encore couvertes par le Contrat, et ce pendant toute la durée du Contrat.

26.3 Utilisation des biens transférés ou non par un autre Titulaire

Le Contractant est tenu de donner accès à tout autre Titulaire à ses installations destinées aux Opérations pétrolières qui disposent de capacité disponible moyennant le paiement d'une juste rémunération et sous réserve que ces autres Titulaires se conforment aux règles d'utilisation édictées par le Contractant pour ses propres agents pour l'utilisation de ces équipements et installations.

En cas de désaccord sur le prix à payer entre le Contractant et les Titulaires qui souhaitent avoir accès à ces équipements et installations, le Ministre chargé des hydrocarbures peut imposer le montant et les modalités de rémunération.

Si le Contractant n'accepte pas le montant et les modalités de rémunération proposés par le Ministre chargé des hydrocarbures, le différend est tranché dans les conditions prévues à l'Article 58. Tant que le différend n'est pas tranché, il est tenu de donner accès à ses équipements et installations au Titulaires tiers aux conditions financières proposées par le Ministre chargé des hydrocarbures.

26.4 Cession des biens transférés

26.4.1 Les biens transférés à l'Etat conformément aux stipulations du Paragraphe 26.1 pourront être cédés par l'intermédiaire du Contractant sous réserve que la cession ait été préalablement autorisée par le Comité de gestion. En cas de refus d'autorisation, le Contractant peut, à son option, remettre à la disposition de l'Etat le bien dont il n'a plus l'usage. En cas de cession ou de vente des biens ainsi transférés, les produits obtenus seront en totalité versés à l'Etat. Toute cession réalisée conformément aux dispositions du présent Paragraphe 26.4.1 est exonérée de droits d'enregistrement.

26.4.2 L'Etat peut décider de ne pas prendre possession des biens mobiliers ou immobiliers qui lui sont transférés en vertu du présent article. Dans ce cas, il adresse au Contractant, avant la fin de l'Autorisation concernée pour quelque cause que ce soit, une demande tendant à ce qu'il soit procédé, aux frais du Contractant, et conformément aux dispositions de l'article 35, à l'enlèvement de ces biens de la Zone contractuelle concernée.

26.5 Sûretés constituées sur les biens

Pour le financement des Opérations pétrolières, le Contractant est libre de constituer des sûretés et autres garanties sur tous biens qu'il a acquis en vue de la réalisation des Opérations pétrolières ainsi que sur les droits inhérents au Contrat, étant précisé qu'aucune sûreté ni garantie de quelque nature que ce soit ne pourra

être consentie par le Contractant, sans autorisation préalable de l'Etat, donnée en Comité de gestion, sur :

- un bien ou actif dont la propriété a été transférée à l'Etat conformément aux dispositions du Paragraphe 26.1 ci-dessus et qui est laissé à la disposition du Contractant pour les besoins des Opérations pétrolières ;

- les droits, intérêts ou actifs dont la cession, la transmission ou le transfert à des tiers sont soumise à autorisation préalable du Ministre chargé des hydrocarbures ou de toute autre Autorité publique conformément à la Législation pétrolière ou aux dispositions du présent Contrat.

Dans le cas où des biens mentionnés au présent Article font l'objet de sûretés et autres garanties consenties à des Tiers dans le cadre du financement des Opérations pétrolières, le Contractant remboursera lesdits Tiers avant la date de transfert de la propriété de ces biens à l'Etat, telle que prévue dans cet article.

26.6 Biens non transférés

Il est précisé que les stipulations de cet article relatives au transfert de propriété des biens au profit de l'Etat ne sont pas applicables, notamment :

- a) aux équipements appartenant à des Tiers et loués au Contractant ;
- b) aux biens mobiliers et immobiliers acquis par le Contractant pour des opérations autres que les Opérations pétrolières.

26.7 Puits de développement ou de Production

A la fin de toute Autorisation exclusive d'exploitation pour quelque cause que ce soit, le Contractant devra remettre à l'Etat, à titre gratuit tous les Puits de développement ou de Production réalisés par lui à l'intérieur de la Zone contractuelle d'exploitation de l'Autorisation concernée, en bon état pour la poursuite de l'exploitation (compte tenu de leur usure normale), sauf si l'Etat exige que le Contractant réalise les Travaux d'abandon de ces Puits ou si ces Puits ont déjà été abandonnés dans les conditions prévues par le présent Contrat.

26.8 Sondages

Pendant la durée de validité de l'Autorisation exclusive de recherche et des Autorisations exclusives d'exploitation, les sondages reconnus, d'un commun accord entre les Parties, inutiles pour la poursuite des Opérations pétrolières pourront être repris, à titre gratuit, par l'Etat pour être convertis en puits à eau. Le Contractant sera tenu de laisser en place les tubages sur la hauteur demandée ainsi qu'éventuellement la tête de puits, et d'effectuer, à sa charge, à l'occasion des Travaux d'abandon du sondage concerné et dans la mesure du possible du point de vue technique et économique, la complétion du sondage dans la zone à eau qui lui sera demandée.

26.9 Poursuite de l'exploitation

Lors du retour, pour quelque cause que ce soit, de tout ou partie d'une Zone contractuelle dans le domaine public, ou en cas de Travaux d'abandon envisagés pour des motifs techniques ou économiques, si l'Etat souhaite que l'exploitation de la Zone contractuelle concernée se poursuive, il pourra demander au Contractant au moins quatre-vingt-dix (90) Jours avant la date de retour ou celle prévue pour le début des Travaux d'abandon, d'en poursuivre l'exploitation, au nom, pour le compte et aux seuls frais de l'Etat, pour une période maximum de quatre-vingt-dix (90) Jours à compter de ladite date. Au-delà de cette période de quatre-vingt-dix (90) Jours, l'Etat assumera seul la poursuite de la réalisation des Opérations pétrolières.

Pendant la période de quatre-vingt-dix (90) Jours mentionnée ci-dessus, l'Etat assumera tous les risques et responsabilités liés aux Opérations pétrolières réalisées, pour son compte, par le Contractant. Le Contractant sera néanmoins tenu de respecter, dans la conduite des Opérations pétrolières, les règles et pratiques généralement admises dans l'industrie pétrolière internationale.

Article 27 - Des assurances

27.1 Principe

27.1.1 Le Contractant et ses Sous-traitants souscrivent les polices d'assurances nécessaires à la réalisation des Opérations pétrolières, dont la couverture et le montant sont conformes aux Lois en vigueur, ainsi qu'aux normes et pratiques généralement admises dans l'industrie pétrolière internationale.

27.1.2 Le Contractant fournira à l'Etat les justificatifs qui attestent que ces polices ont été souscrites et sont en cours de validité.

27.2 Risques couverts

Les polices d'assurances souscrites par le Contractant et ses Sous-traitants couvrent au minimum les risques suivants :

a) les pertes ou dommages causés aux installations, équipements et autres éléments utilisés aux fins des Opérations pétrolières ; lorsque pour une raison quelconque, le Contractant n'a pas assuré ces installations, équipements et autres éléments, il est tenu de les remplacer en cas de perte ou de les réparer en cas de dommage. Dans ce cas, le coût de remplacement ou de réparation n'est pas un Coût pétrolier récupérable ;

b) les dommages causés à l'Environnement du fait des Opérations pétrolières dont le Contractant, ses préposés ou Sous-traitants seraient tenus responsables ;

c) les blessures, les pertes et les dommages subis par les Tiers pendant la réalisation des Opérations pétrolières ou assimilées, dont le Contractant, ses préposés ou Sous-traitants seraient tenus responsables ;

d) les blessures et dommages subis par le personnel du Contractant dans la réalisation des Opérations pétrolières ou assimilées, et par les ingénieurs et agents mandatés, commis dans le cadre de la surveillance administrative et technique desdites Opérations ;

e) le coût d'abandon des installations et structures endommagées suite à un sinistre et leur valeur de remplacement selon le cas.

Les montants couverts sont déterminés par le Contractant conformément aux pratiques habituelles de l'industrie pétrolière internationale en cette matière.

Article 28 - Des archives

Le Contractant conserve et met à jour au lieu du siège social du Contractant ou de son principal établissement :

a) une copie des Données pétrolières et des rapports fournis dans le cadre des stipulations de l'article 23 ;

b) les registres et livres de comptes ainsi que toute la documentation justificative y afférente conformément aux Lois en vigueur.

Article 29 - De la confidentialité

29.1 Obligation de confidentialité à la charge de l'Etat

29.1.1 Le Ministère en charge des hydrocarbures préserve la confidentialité de tous documents, rapports, relevés, plans, données, échantillons et autres informations transmis par le Contractant en vertu ou à l'occasion de l'exécution du présent Contrat. Le Ministère en charge des hydrocarbures préserve également la confidentialité de tout autre document transmis par le Contractant et

portant la mention "Confidentiel".

Sauf accord écrit du Contractant, ces informations ne peuvent être communiquées à un tiers par l'Etat tant que leur caractère confidentiel persiste.

29.1.2 Le caractère confidentiel des documents, rapports, relevés, plans, données et informations visés au Paragraphe 29.1.1 persiste jusqu'à l'extinction, pour quelque cause que ce soit, des droits et obligations résultant d'une Autorisation sur la partie de la Zone contractuelle concernée par ces données et informations.

A l'expiration du caractère confidentiel des documents, rapports, relevés, plans, données et informations visés ci-dessus, ceux-ci sont réputés faire partie du domaine public.

29.2 Obligation de confidentialité à la charge du Contractant

Le Contractant ne peut divulguer à des Tiers, les rapports, relevés, plans, données et autres informations visés au Paragraphe 29.1, sans accord préalable et écrit du Ministère en charge des hydrocarbures.

Les dispositions du premier alinéa du présent Paragraphe 29.2 s'appliquent également aux documents, rapports, relevés, plans, données et informations incorporés dans le domaine public de l'Etat en application du Paragraphe 29.1.2 ci-dessus.

29.3 Exceptions

29.3.1 Nonobstant les dispositions des Paragraphes 29.1 et 29.2 :

a) les cartes géologiques de surface et leurs interprétations peuvent être utilisées par l'Etat à tout moment aux fins d'incorporation dans la cartographie officielle ;

b) les informations statistiques annuelles peuvent être publiées par l'Etat ;

c) l'Etat peut utiliser les documents visés au Paragraphe 29.1, dès leur obtention et sans aucune restriction, à des fins strictement et exclusivement internes ;

d) les Parties peuvent, à tout moment et sous réserve d'en informer l'autre Partie, transmettre les rapports, relevés, plans, données et autres informations, visés au Paragraphe 29.1, à tout expert international désigné notamment en vertu des stipulations du présent Contrat relatives au règlement des différends, à des consultants professionnels, conseillers juridiques, experts comptables, assureurs, prêteurs, Sociétés affiliées et aux organismes d'Etat à qui de telles informations seraient nécessaires ou qui sont en droit d'en faire la demande ;

e) les Parties peuvent communiquer les rapports, relevés, plans, données et autres informations, visés au Paragraphe 29.1 à tout autre Titulaire aux fins de permettre à ce dernier d'évaluer une Découverte portant sur un Gisement dont les limites pourraient se trouver à cheval sur son autorisation et celle du Contractant ;

f) les Parties peuvent communiquer les informations aux Sociétés affiliées, Tiers, Fournisseurs, Sous-traitants, Prêteurs intervenant dans le cadre du Contrat, à condition toutefois que de telles communications soient nécessaires pour la réalisation des Opérations pétrolières ;

g) les Parties peuvent communiquer des informations à des Tiers en vue d'une éventuelle cession d'intérêts.

Toute divulgation, à un tiers, des informations visées au présent Paragraphe 29.3.1 n'est faite qu'à condition que les destinataires s'engagent par écrit à traiter les informations reçues comme confidentielles. Une copie de l'engagement pris à cet effet à l'égard de la Partie ayant communiqué l'information est transmise par

celle-ci à l'autre Partie.

29.3.2 L'obligation de confidentialité prévue au présent article ne s'applique pas aux éléments d'information dont la divulgation est requise par les lois et règlements en vigueur ou par un organe de régulation local, étranger ou international, ainsi qu'aux décisions à caractère juridictionnel prises par une juridiction compétente.

29.3.3 Les dispositions du présent article 29 ne font pas obstacle à ce que le Contractant ou l'Etat utilise, sans accord préalable respectivement de l'Etat ou du Contractant et à des fins de communication commerciale y compris par voie de publication sur internet, des informations résultant des Données pétrolières relatives à toute Zone contractuelle régie par le présent Contrat, dans des conditions conformes aux pratiques habituelles de l'industrie pétrolière internationale.

Article 30 - Des cessions et des changements de contrôle

30.1 Cessions soumises à approbation

Le Contractant pourra, à tout moment, céder tout ou partie des droits et obligations résultant de l'Autorisation exclusive de recherche et, le cas échéant, de ses Autorisations exclusives d'exploitation et des droits contractuels relatifs à ces Autorisations, sous réserve de l'approbation du Ministre chargé des hydrocarbures. De même, tout projet de changement du Contrôle d'une entité composant le Contractant, notamment au moyen d'une nouvelle répartition des titres sociaux, doit être approuvé par le Ministre chargé des hydrocarbures. Les dispositions du présent article ne sont pas applicables aux cessions d'actions et autres parts de capital de toute société composant le Contractant ne résultant pas en un changement de Contrôle.

Le présent Contrat ayant pour objet d'organiser les modalités d'exercice par le Contractant des droits et obligations résultant de ses Autorisations, il est entendu que les droits contractuels qui en résultent sont des droits attachés à une ou plusieurs Autorisations et résultant de ces Autorisations. Toute cession de droits et obligations dans une Autorisation emporte de plein droit cession des droits contractuels y afférents. Inversement, toute cession dans les droits contractuels relatifs à une Autorisation emporte de plein droit cession des droits et obligations correspondant dans cette Autorisation et confère au Cessionnaire la qualité de Co-titulaire de ladite Autorisation.

30.2 Procédure

30.2.1 La demande d'approbation mentionnée au Paragraphe 30.1 fournit ou indique :

a) les renseignements nécessaires à l'identification de l'Autorisation exclusive de recherche ou de l'Autorisation exclusive d'exploitation concernée ;

b) pour chaque Cessionnaire proposé, l'ensemble des informations visées à l'article 110 du Décret d'application ;

c) les documents qui attestent de la capacité financière et technique du ou des Cessionnaire(s) proposé(s) en vue d'exécuter les obligations de travaux et les autres engagements pris en vertu du présent Contrat afférent à ladite Autorisation ;

d) un exemplaire de toutes les conventions conclues entre le Cédant et le ou les Cessionnaire(s) concernant ladite Autorisation ;

e) l'engagement inconditionnel et écrit du Cessionnaire d'assumer toutes les obligations qui lui sont dévolues en vertu du présent Contrat ;

f) tous autres détails que le Ministre chargé des hydrocarbures pourrait exiger ;

g) une quittance attestant le versement au Ministère en charge des hydrocarbures des droits fixés pour l'examen de la demande

d'approbation de la cession de tout ou partie des droits et obligations résultant de ladite Autorisation.

30.2.2 Le Ministre chargé des hydrocarbures fait rectifier ou compléter le dossier de la demande par le candidat à la cession ou au changement de Contrôle, s'il y a lieu.

30.2.3 L'approbation de la cession ou du changement de Contrôle est constatée par arrêté du Ministre chargé des hydrocarbures pris dans un délai maximum de quatre-vingt-dix (90) Jours à compter de la date de réception de la demande. Notification en est faite au Titulaire dans les quinze (15) Jours suivant la date de signature de l'arrêté.

Toute notification adressée au Contractant aux fins de compléter sa demande interrompt la computation du délai visé à l'alinéa ci-dessus.

Un nouveau délai de quatre-vingt-dix (90) jours commence à courir à compter de la date de réception par le Ministre chargé des hydrocarbures des éléments d'information complémentaires sollicités du Titulaire.

30.2.4 Tout rejet d'une demande d'approbation de la cession ou du changement de Contrôle faisant l'objet du présent article doit être dûment motivé et notifié au Contractant dans le délai de quatre-vingt-dix (90) Jours mentionné au Paragraphe 30.2.3, renouvelé le cas échéant. Il est expressément convenu à cet égard que les motifs de refus de la cession ou du changement de Contrôle doivent être fondés sur des raisons majeures (politiques, juridiques, techniques ou financières) et que la décision d'approbation ne sera pas assortie d'obligations supplémentaires par rapport à celles prévues dans le Contrat.

30.3 Cessions entre Sociétés affiliées et entre entités composant le Contractant

Les cessions entre Sociétés affiliées et entre entités composant le Contractant sont soumises aux mêmes procédures que les cessions à des Tiers, mais l'approbation du Ministre chargé des hydrocarbures est réputée être accordée de plein droit. Les changements de Contrôle intervenus entre Sociétés affiliées sont de même soumis aux mêmes procédures que les prises de Contrôle effectuées par des Tiers, mais l'approbation du Ministre chargé des hydrocarbures est réputée accordée de plein droit.

L'Etat accepte et prend acte qu'un changement de Contrôle du Contractant consécutif à un appel public à l'épargne ou à cessions d'actions du Contractant ou d'une société qui détient le Contrôle du Contractant sur un marché boursier réglementé sera considéré comme étant un changement de Contrôle entre Sociétés affiliées et que les stipulations du premier alinéa du présent Paragraphe seront applicables au dit Changement de Contrôle.

Article 31 - De la renonciation

31.1 Principe

Le Contractant peut renoncer, à tout moment, à tout ou partie de la Zone contractuelle de recherche et, le cas échéant, à toute Zone contractuelle d'exploitation sous réserve qu'il adresse une demande dans ce sens au Ministre chargé des hydrocarbures soixante (60) Jours au moins avant la date proposée pour la renonciation.

La demande doit fournir ou indiquer :

a) les renseignements nécessaires à l'identification de l'Autorisation exclusive de recherche ou de l'Autorisation exclusive d'exploitation concernée ;

b) le bilan des Opérations pétrolières effectuées à la date de dépôt de la demande ;

c) l'état des engagements et obligations du Contractant déjà remplis, et ceux restant à satisfaire ;

d) les raisons, notamment d'ordre technique ou financier, qui motivent la demande de renonciation ;

e) un mémoire qui expose les Travaux d'abandon réalisés par le Titulaire sur les équipements et installations ne présentant plus d'utilité pour les Opérations pétrolières et qui justifie la nécessité de conserver les équipements et installations n'ayant pas fait l'objet de Travaux d'abandon pour les Opérations pétrolières à venir ;

f) l'engagement de satisfaire à toutes les obligations restant à accomplir au titre des Opérations pétrolières, en vertu de la Législation pétrolière et du présent Contrat et, notamment, les obligations liées à la non-exécution de tout ou partie du Programme de travail minimum, aux Travaux d'abandon, à la protection de l'Environnement et la sécurisation des personnes et des biens ;

g) en cas de renonciation partielle à l'Autorisation exclusive de recherche :

- la carte géographique à l'échelle 1/200.000e du périmètre que le Contractant souhaite conserver, précisant les superficies, les sommets et les limites dudit périmètre déterminé conformément aux dispositions de l'article 5 du Décret d'application, les limites des Autorisations distantes de moins de cent (100) kilomètres du périmètre visé par la demande ;

- un mémoire géologique détaillé qui expose les travaux déjà exécutés et leurs résultats, précisant dans quelle mesure les objectifs indiqués dans la demande initiale ont été atteints ou modifiés, et justifiant le choix du ou des périmètres que le Contractant demande à conserver ;

- un mémoire qui expose les Travaux d'abandon réalisés par le Titulaire sur les équipements et installations ne présentant plus d'utilité pour les Opérations pétrolières et qui justifie la nécessité de conserver les équipements et installations n'ayant pas fait l'objet de Travaux d'abandon pour les Opérations pétrolières à venir.

31.2 Renonciation d'une entité composant le Contractant

Une entité composant le Contractant peut renoncer, à tout moment, à la Zone contractuelle de recherche ou à toute Zone contractuelle d'exploitation, dans les mêmes formes et selon la même procédure que celle indiquée au Paragraphe 31.1, à l'exception des documents mentionnés aux alinéas (e) et (f) du Paragraphe 31.1 qui seront remplacés par une déclaration par laquelle les autres entités membres du Contractant spécifient expressément qu'elles acceptent de reprendre à leur compte les engagements et les obligations de l'entité qui se retire. Dans ce cas, les autres entités composant le Contractant sont tenues de produire :

a) tous les documents de nature à justifier de la capacité de la ou des entités restantes, tant d'un point de vue technique que financier, à poursuivre seule(s) les travaux à l'intérieur de la Zone contractuelle et à reprendre les obligations stipulées dans le Contrat ;

b) le cas échéant, toutes les conventions conclues entre les entités restantes en vue de la poursuite des Opérations pétrolières.

En l'absence des éléments mentionnés aux alinéas (a) et (b) du présent Paragraphe 31.2 ou si ceux-ci ne sont pas jugés satisfaisants par le Ministre chargé des hydrocarbures, la renonciation sera considérée comme émanant du Contractant pris collectivement et sera soumise au régime prévu par le Contrat dans un tel cas.

31.3 Approbation de la renonciation

31.3.1 L'approbation de la renonciation à toute ou partie d'une Autorisation exclusive de recherche est constatée par arrêté du

Ministre chargé des hydrocarbures pris dans un délai maximum de trente (30) Jours à compter de la date de réception de la demande. L'arrêté est publié au *Journal Officiel* de la République du Niger. Notification en est faite au Contractant dans les quinze (15) jours suivant la date de signature de l'arrêté.

Toute notification adressée au Contractant aux fins de compléter sa demande interrompt la computation du délai visé à l'alinéa ci-dessus.

Un nouveau délai de trente (30) Jours commence à courir à compter de la date de réception par le Ministre chargé des hydrocarbures des éléments d'information complémentaires sollicités du Contractant.

Tout rejet d'une demande d'approbation de la renonciation doit être dûment motivé et notifié au Contractant.

31.3.2 En cas de demande de renonciation à une Autorisation exclusive d'exploitation, le Ministre chargé des hydrocarbures notifie au Contractant la recevabilité de sa demande dans un délai maximum de soixante (60) Jours à compter de la réception de sa demande.

Toute notification adressée au Contractant aux fins de compléter sa demande interrompt la computation du délai visé à l'alinéa ci-dessus. Un nouveau délai de soixante (60) Jours commence à courir à compter de la date de réception par le Ministre chargé des hydrocarbures des éléments d'information complémentaires sollicités du Contractant.

Tout rejet d'une demande de renonciation à une Autorisation exclusive d'exploitation doit être dûment motivé et notifié au Contractant.

L'approbation de la renonciation est constatée par décret pris en Conseil des Ministres pris dans un délai maximum de quatre-vingt-dix (90) Jours à compter de la date de réception de la demande.

TITRE V - DE LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT ET DES MESURES DE SECURITE

Article 32 - Dispositions générales

Conformément aux Lois en vigueur et aux pratiques généralement admises dans l'industrie pétrolière internationale, le Titulaire prend les mesures suivantes :

a) minimisation des dommages causés à l'Environnement résultant des Opérations pétrolières ;

b) mise en place d'un système rigoureux de prévention et de contrôle de la pollution résultant des Opérations pétrolières, d'un système de prévention d'accidents, et de plans d'urgence à adopter en cas de sinistre ou de menace de sinistre présentant un danger pour l'Environnement, le personnel ou la sécurité des populations et des biens ;

c) obtention des autorisations préalables requises par la législation et la réglementation en vigueur et fourniture de la Notice d'impact environnementale et des Études d'impact environnemental approfondies requises ;

d) traitement, élimination et contrôle des émissions de substances toxiques issues des Opérations pétrolières, susceptibles de causer des dommages aux personnes, aux biens ou à l'Environnement ;

e) installation d'un système de collecte des déchets et du matériel usagé issus des Opérations pétrolières.

Article 33 - Du Plan de gestion des déchets

33.1 Préparation du plan de gestion des déchets

33.1.1 Au plus tard dans un délai de douze (12) mois à compter de l'octroi de l'Autorisation exclusive de recherche et, à la demande d'octroi d'une Autorisation exclusive d'exploitation, le Contractant soumet au Ministre chargé des hydrocarbures, qui le transmet sans délai au Ministre chargé de l'Environnement, un plan de gestion des déchets conforme aux dispositions de la loi-cadre relative à la gestion de l'Environnement et des textes pris pour son application, comportant notamment la mise en place d'un système intégré de collecte, transport, stockage, tri, traitement des déchets et permettant :

a) d'une part, la récupération des éléments et matériaux réutilisables ou de l'énergie ;

b) d'autre part, le dépôt ou le rejet dans le milieu naturel de tous autres produits dans des conditions propres à éviter les nuisances au sol, à la flore, à la faune, à l'ensemble de l'écosystème ou aux populations, y compris les nuisances sonores et olfactives. Les modalités de rejet des déchets dans le milieu naturel doivent notamment être conformes aux normes de rejet des déchets naturels fixés par les règlements en vigueur.

33.1.2 Les déchets couverts par le plan de gestion des déchets comprennent notamment :

a) les déblais de Forage ;

b) les boues de Forage à base d'huile, d'eau et de tout autre fluide ;

c) les eaux usées et les sédiments issus des Opérations pétrolières ;

d) les produits chimiques, les déchets sanitaires et de drain ;

e) les fumées et autres émissions de gaz de toutes natures ;

f) les déchets classés dangereux selon la législation et la réglementation en vigueur, notamment et sans que cette énumération soit exhaustive, les déchets inflammables, corrosifs, réactifs, toxiques ou radioactifs ;

g) les déchets ménagers produits pendant la réalisation des Opérations pétrolières ;

h) les huiles usagées.

33.2 Procédure d'approbation

33.2.1 Le Ministre chargé de l'environnement dispose d'un délai de trente (30) Jours ouvrables à compter de la date de réception du plan de gestion des déchets proposé par le Contractant pour se prononcer sur ledit plan. Si le Ministre chargé de l'environnement relève des insuffisances dans ledit plan, il notifie au Ministre chargé des hydrocarbures dans le délai de trente (30) Jours ouvrables mentionné ci-dessus les insuffisances relevées. Celui-ci informe le Contractant desdites insuffisances. Le Contractant propose un plan modifié pour tenir compte des observations du Ministre chargé de l'environnement et la procédure ci-dessus décrite s'applique à nouveau en ce qui concerne ce plan modifié.

33.2.2 En cas de silence gardé par le Ministre chargé de l'environnement à l'expiration du délai de trente (30) Jours ouvrables mentionné au Paragraphe 33.2.1, le plan de gestion des déchets présenté par le Contractant est considéré comme accepté.

33.3 Information du public

Le plan de gestion des déchets fera l'objet d'une large diffusion auprès des populations des zones couvertes par l'Autorisation exclusive de recherche et le cas échéant par les Autorisations exclusives d'exploitation. Cette diffusion est à la charge du Contractant et est réalisée en collaboration avec les services compétents de l'Etat.

33.4 Mise à jour du plan de gestion des déchets

Si le plan de gestion des déchets présente des lacunes, au cours de son exécution, le Ministre chargé de l'environnement transmet ses observations au Ministre chargé des hydrocarbures qui en notifie le Titulaire. Ce dernier est tenu de modifier le plan de gestion des déchets.

La procédure d'approbation de la mise à jour du plan de gestion des déchets est la même que celle prévue au Paragraphe 33.2.

33.5 Manquements du Contractant

Lorsque le Contractant ne se conforme pas au plan de gestion des déchets et qu'il en résulte des dommages aux personnes, aux biens ou à l'Environnement, il prend toutes les mesures nécessaires et adéquates afin d'y remédier immédiatement et assume les responsabilités qui pourraient en découler le cas échéant. Le coût y afférent ne sera pas récupérable en tant que Coût pétrolier.

En cas de carence du Contractant à prendre les mesures visées ci-dessus, l'Etat peut, aux frais du Contractant, soit se substituer à ce dernier dans la mise en œuvre de ces mesures, soit commettre tout tiers de son choix aux fins de les mettre en œuvre. Les dispositions du présent alinéa sont sans préjudice de la responsabilité encourue par le Contractant en raison des dommages et des préjudices ayant justifié l'adoption et l'application des mesures susvisées.

Article 34 - De la notice d'impact environnemental et de l'Etude d'impact environnemental approfondie

34.1 Engagement relatif à la réalisation d'une Notice d'impact environnemental

Le Contractant s'engage à réaliser une Notice d'impact environnemental avant le démarrage des Opérations de recherche sur le terrain.

34.2 Engagement relatif à la réalisation d'Études d'impact environnemental approfondies

Le Contractant s'engage à réaliser une Étude d'impact environnemental approfondie pour l'obtention du certificat de conformité environnementale :

a) au plus tard dans les douze (12) mois qui suivent l'octroi de l'Autorisation exclusive de recherche et avant la réalisation de tout Forage ;

b) en vue de l'octroi d'une Autorisation exclusive d'exploitation ;

c) en cas de modification substantielle ou de construction de nouveaux équipements et installations sur le périmètre ayant déjà fait l'objet d'une Étude d'impact environnemental approfondie.

Une modification est considérée comme substantielle au sens du présent article si elle a pour objet ou pour effet de changer la destination des lieux, de modifier de manière significative la consistance ou les spécifications techniques des travaux et installations ou des mesures de sécurité à prendre pour la protection des personnes, des biens et de l'Environnement.

34.3 Intervention d'un expert

Le Contractant peut commettre un expert aux fins de réalisation de la Notice d'impact environnementale ou d'une Étude d'impact environnemental approfondie. Si l'expert commis est de nationalité étrangère, il devra s'associer à un expert nigérien. Les conclusions de l'expert, notamment la Notice d'impact environnementale et le rapport de l'Étude d'impact environnemental approfondie élaborés par celui-ci, sont imputées au Contractant qui demeure, aux yeux de l'Etat et des Tiers, le seul auteur de la Notice d'impact environnementale et du rapport de l'Étude d'impact environnemental approfondie.

34.4 Contenu de l'Étude d'impact environnemental approfondie

34.4.1 L'Étude d'impact environnemental approfondie doit être réalisée conformément aux Lois en vigueur et aux meilleures pratiques internationales en la matière. Le rapport d'Étude d'impact environnemental approfondie doit comporter les mentions minimales suivantes :

- a) un résumé non technique des renseignements fournis au titre de chacun des points ci-dessous, comprenant les principaux résultats et recommandations, étant précisé que ce résumé succinct peut être contenu dans un document distinct du document servant de support au rapport ;
- b) une description complète du projet ;
- c) l'analyse de l'état initial de la Zone contractuelle et des terrains nécessaires à la réalisation des Opérations pétrolières et assimilées ;
- d) les raisons du choix du site ;
- e) l'avis des populations concernées, le cas échéant ;
- f) une description du cadre juridique de l'Étude d'impact environnemental approfondie ;
- g) l'identification et l'évaluation des impacts environnementaux et des dommages qui résulteront de la réalisation des Opérations pétrolières et assimilées, sur le périmètre concerné, en particulier les impacts directs, indirects, immédiats et à long terme, importants et secondaires, locaux et éloignés desdites opérations sur l'Environnement, assortie d'une estimation des types et quantités de résidus des émissions susceptibles d'être occasionnées par les Opérations pétrolières (pollution de l'eau, de l'air, du sol, bruit, vibrations, etc.) ;
- h) l'énoncé des mesures envisagées par le Contractant pour prévenir, réduire ou compenser les conséquences dommageables des Opérations pétrolières sur l'Environnement, ainsi que la description des mesures alternatives d'intervention non compensables mais prioritaires et l'estimation des dépenses correspondantes ;
- i) la présentation des autres solutions possibles et des raisons pour lesquelles, du point de vue de la protection de l'Environnement, l'option ou la solution proposée par le Contractant a été retenue ;
- j) la description des méthodes utilisées pour la consultation publique et les résultats attendus ;
- k) le plan de gestion des déchets ;
- l) toute autre information requise par les Lois en vigueur.

34.4.2 Le rapport d'Étude d'impact environnemental approfondie contient en outre des propositions de directives à suivre afin de minimiser les dommages à l'Environnement, lesquelles couvrent notamment, selon la nature des Opérations pétrolières envisagées, les points suivants :

- a) le stockage et la manipulation des hydrocarbures ;
- b) l'utilisation d'explosifs et des sources de rayonnement ionisant ;
- c) les zones de campement et de chantier ;
- d) le traitement des déchets solides et liquides ;
- e) les sites archéologiques et culturels ;
- f) la sélection des sites de Forage ;
- g) la stabilisation du terrain ;

h) la protection des ressources en eau de (surface et souterraines) ;

i) le plan de prévention des accidents ;

j) le plan d'urgence en cas d'accident ;

k) le brûlage à la torche durant les tests et à l'achèvement des Puits ;

l) le traitement des eaux de rejet ;

m) l'élaboration d'un plan d'urgence ;

n) les Travaux d'abandon ;

o) la réhabilitation du site ;

p) le contrôle des niveaux de bruit.

34.5 Procédure de dépôt et d'approbation

La Notice d'impact environnemental et le rapport d'Étude d'impact environnemental approfondie et les documents qui y sont annexés doivent être entièrement rédigés en français et présentés au Ministère en charge de l'Environnement conformément aux Lois en vigueur. Ils sont approuvés conformément aux Lois en vigueur.

34.6 Information du public

Les résultats de la Notice d'impact environnemental et de l'Étude d'impact environnemental approfondie feront l'objet d'une large diffusion auprès des populations des zones couvertes par l'Autorisation exclusive de recherche et le cas échéant par les Autorisations exclusives d'exploitation. Cette diffusion est à la charge du Contractant et est réalisée en collaboration avec les services compétents de l'Etat.

34.7 Contrôle

L'Etat se réserve le droit d'apprécier, à l'occasion des opérations de surveillance administrative prévues par la Législation pétrolière et le présent Contrat, le respect par le Contractant des recommandations et observations qu'il a formulées et de prononcer, le cas échéant, les sanctions prévues par la réglementation en vigueur.

34.8 Obligations complémentaires

Le Contractant doit s'assurer que :

a) ses employés et Sous-traitants ont une connaissance adéquate des mesures de protection de l'Environnement conformes aux pratiques en vigueur dans l'industrie pétrolière internationale et aux conclusions de la Notice d'impact environnementale et de l'Étude d'impact environnemental approfondie, qu'il conviendra de mettre en œuvre pendant la réalisation des Opérations pétrolières ;

b) les contrats qu'il passe avec ses Sous-traitants pour les besoins des Opérations pétrolières contiennent les mesures prévues dans la Notice d'impact environnementale et l'Étude d'impact environnemental approfondie.

34.9 Pollution préexistante

L'Etat garantit au Contractant qu'il n'encourra ni ne pourra être tenu d'aucune responsabilité ni obligation au titre des dommages à l'Environnement et des pollutions résultant d'activités menées dans la Zone contractuelle avant la date de délivrance de l'Autorisation exclusive de recherche.

34.10 Périmètre classé ou protégé

[À Confirmer au cas par cas] La Zone contractuelle ne contient pas de périmètre faisant l'objet d'un classement ou d'une protection particulière, au niveau national ou international. L'Etat s'abs-

tiendra de créer de tels périmètres sur les Zones contractuelles pendant la durée du Contrat. Dans le cas où l'Etat créera un tel périmètre sur les Zones contractuelles, il autorisera la poursuite des Opérations pétrolières y compris sur l'édit périmètre.

Article 35 - Des Travaux d'abandon

35.1 Obligations de remise en état des sites

Sauf décision contraire du Ministre chargé des hydrocarbures, le Contractant s'engage, lors du retour, pour quelque cause que ce soit à l'Etat, de tout ou partie de sa Zone contractuelle, ou en cas de Travaux d'abandon réalisés pour des motifs techniques ou économiques :

a) à retirer de la partie concernée de la Zone contractuelle et des périmètres non couverts par sa Zone contractuelle, les équipements, installations, structures et canalisations utilisés pour les Opérations pétrolières, à l'exception de ceux nécessaires audit Titulaire pour la réalisation d'Opérations pétrolières hors de la partie concernée de la Zone contractuelle ou sur toute autre Autorisation, conformément aux Lois en vigueur et aux pratiques en vigueur dans l'industrie pétrolière internationale ;

b) à exécuter les travaux de réhabilitation du site sur la partie concernée de la Zone contractuelle et des périmètres non couverts par sa Zone contractuelle, conformément aux Lois en vigueur et aux normes et pratiques en vigueur dans l'industrie pétrolière internationale. Il prend à cet effet, les mesures nécessaires afin de prévenir les dommages à la vie humaine, aux biens et à l'Environnement.

35.2 Programme de Travaux d'abandon

35.2.1 A la première des deux dates entre (i) lorsque les Parties estiment qu'au total, cinquante pour cent (50%) des réserves prouvées récupérables initiales d'une Autorisation exclusive d'exploitation auront été produites au terme de l'Année civile qui suivra et (ii) le quinzième (15^{ème}) anniversaire de la date d'attribution d'une Autorisation exclusive d'exploitation, le Contractant soumet à l'approbation du Ministre chargé des hydrocarbures, au plus tard le 31 août de l'Année civile en cours, un plan d'abandon qui affine les hypothèses visées au Plan de développement et d'exploitation, en fonction des connaissances acquises au cours de l'exploitation du Gisement. Ce plan d'abandon présente les Travaux d'abandon qu'il se propose de réaliser à l'intérieur de la Zone contractuelle d'exploitation afférente à l'Autorisation exclusive d'exploitation concernée, avec un plan de remise en état du site, un calendrier des travaux prévus et une estimation détaillée de l'ensemble des coûts liés à ces Travaux d'abandon. Le Contractant mettra à la disposition de l'Etat, un budget qui sera consacré à l'analyse du plan d'abandon par un cabinet spécialisé sélectionné par l'Etat. Ce budget constitue un Coût pétrolier. Le montant dudit budget s'élèvera au maximum à quatre cent mille (400 000) Dollars.

35.2.2 Au plus tard le 31 août de chacune des Années civiles suivantes, le Contractant présente au Ministre chargé des hydrocarbures les modifications qu'il convient d'apporter à l'estimation des réserves restant à exploiter et au coût des Travaux d'abandon envisagés.

35.2.3 Le Ministre chargé des hydrocarbures dispose d'un délai de soixante (60) Jours pour transmettre ses recommandations ou observations au Contractant.

Le silence gardé par le Ministre chargé des hydrocarbures sur le projet de programme de Travaux d'abandon présenté par le Contractant, à l'expiration d'un délai de soixante (60) Jours à compter de sa réception, vaut approbation dudit programme.

Le Contractant est tenu de prendre en considération les recommandations et observations formulées, le cas échéant, par le Ministre chargé des hydrocarbures, dans le cadre de la réalisation du

programme des Travaux d'abandon, dans la mesure où lesdites recommandations et observations correspondent aux pratiques généralement appliquées par l'industrie pétrolière internationale.

35.3 Provision pour Travaux d'abandon

35.3.1 Le plan d'abandon prévoit obligatoirement la constitution, à compter de la première des deux échéances entre (i) l'Année civile au cours de laquelle cinquante pour cent (50%) des réserves prouvées récupérables initiales d'une Autorisation exclusive d'exploitation seront produites, et (ii) l'Année civile du seizième (16^{ème}) anniversaire de l'attribution de l'Autorisation exclusive d'exploitation concernée, d'une provision pour Travaux d'abandon, à placer sur un compte ouvert en monnaie locale dédié à cet effet.

35.3.2 Le montant annuel de la provision pour Travaux d'abandon doté par le Contractant à la fin d'une Année civile au titre de chaque Zone contractuelle d'exploitation est égal au rapport entre :

a) au numérateur :

- le coût estimé des Travaux d'abandon, révisé conformément au Paragraphe 35.2,

- diminué du cumul des dotations aux provisions pour Travaux d'abandon afférents à la même Autorisation exclusive d'exploitation et effectuées au cours des Années civiles précédant celle pour laquelle la dotation est calculée,

- le tout (coût estimé moins cumul des dotations) multiplié par la production totale d'hydrocarbures de la Zone contractuelle d'exploitation de ladite Année civile ;

b) au dénominateur, le montant des réserves prouvées développées et restant à produire au cours de la Période de validité de l'Autorisation exclusive d'exploitation concernée au début de ladite Année civile sur la Zone contractuelle d'exploitation concernée.

35.3.3 Les provisions pour Travaux d'abandon d'une Année civile sont versées par le Contractant, au plus tard le 31 mars de l'Année civile qui suit, sur le compte séquestre susmentionné. Les intérêts produits par ce compte à la fin d'une Année civile, viendront en diminution des dotations aux provisions annuelles ultérieures au titre des Travaux d'abandon de la Zone contractuelle concernée.

35.4 Exécution des travaux d'abandon

35.4.1 Le Contractant informe le Ministre chargé des hydrocarbures de son intention de procéder aux Travaux d'abandon sur tout ou partie de sa Zone contractuelle, au moins quatre-vingt-dix (90) Jours avant la date prévue pour le début desdits travaux. Cette information est accompagnée du programme des Travaux d'abandon concernés.

35.4.2 Lorsque les Travaux d'abandon concernent des Puits producteurs, ces travaux comprennent trois phases principales :

a) l'isolement du réservoir de la surface et des différentes couches productrices ;

b) le traitement des annulaires entre les trains de cuvelage ;

c) la découpe et le retrait des parties supérieures des trains de cuvelage.

35.4.3 Le Contractant s'engage à conduire les Travaux d'abandon de manière à satisfaire les points suivants :

a) le contrôle de l'écoulement et de l'échappement des hydrocarbures ;

b) la prévention de tout dommage aux strates avoisinantes ;

c) l'isolement des formations perméables, les unes des autres ;

- d) la prévention des possibilités de flux entre Réservoirs ;
- e) la prévention de la contamination des nappes aquifères.

35.4.4 Le Ministre chargé des hydrocarbures peut demander au Contractant d'interrompre les Travaux d'abandon d'un Puits, pour permettre la réintroduction d'un train de sonde dans la tête du Puits. Une telle demande est faite au Contractant par notification du Ministre chargé des hydrocarbures qui fixe l'étendue d'une zone de sécurité autour du Puits concerné. A l'achèvement de l'opération, le Puits concerné devient la propriété de l'Etat qui en assume la responsabilité.

TITRE VI : DISPOSITIONS ECONOMIQUES ET FISCALES

Article 36 - Du Bonus de signature

36.1 Montant du Bonus de Signature

Le Contractant est tenu de verser à l'Etat, dans les conditions prévues au présent article, un Bonus de signature dont le montant s'élève à 1 Franc CFA symbolique.

36.2 Termes de Paiement

Le Bonus de signature sera payé au plus tard à la plus lointaine des deux (2) dates suivantes :

- a) quinze (15) Jours après la signature du Contrat ; ou
 - b) cinq (5) Jours ouvrables à compter de la réalisation des deux (2) conditions suivantes :
- (1) délivrance de l'Autorisation exclusive de recherche, et
 - (2) publication au *Journal Officiel* du Décret d'approbation ;

36.3 Paiement

Le paiement du Bonus de signature est effectué en Francs CFA sur le Compte du trésor public ouvert dont les coordonnées seront données par l'Etat au Contractant, en temps utile, et au plus tard huit (8) Jours ouvrables avant la date à laquelle doit être fait le paiement.

36.4 Traitement fiscal du Bonus de signature

36.4.1 Le Bonus de signature et son paiement sont exempts de toute taxe (y compris la taxe sur la valeur ajoutée) et droits au Niger.

36.4.2 Le Bonus de signature constitue un Coût pétrolier récupérable, au sens du présent Contrat.

Article 37 - Du Bonus d'exploitation

37.1 Montant du Bonus d'exploitation

Le Contractant est tenu de verser à l'Etat, dans les conditions prévues au présent Article, un Bonus d'exploitation dont le montant s'élève à un (01) million de Dollars ou l'équivalent en FCFA.

37.2 Termes de Paiement

Le Bonus d'exploitation sera payé au plus tard cinq (5) Jours ouvrables à compter de la publication au *Journal Officiel* du Décret d'approbation de la première Autorisation exclusive d'exploitation qui sera attribuée au Contractant.

37.3 Paiement

Le paiement du Bonus d'exploitation est effectué en FCFA sur le Compte ouvert au Trésor public dont les coordonnées seront communiquées par l'Etat au Contractant, en temps utile, et au plus tard huit (8) Jours ouvrables avant la date à laquelle doit être fait le paiement.

37.4 Traitement fiscal du Bonus d'exploitation

37.4.1 Le Bonus d'exploitation et son paiement sont exempts de toute taxe (y compris la taxe sur la valeur ajoutée) et droits au Niger.

37.4.2 Le Bonus d'exploitation ne constitue pas un Coût pétrolier récupérable.

Article 38 - De la Valorisation des hydrocarbures

38.1 Prix du marché départ champ

38.1.1 Pour la détermination du prix de vente du Pétrole brut pris en considération pour déterminer la valeur de la Redevance ad valorem, la valeur du Cost oil et la valeur du Profit oil , un "Prix du marché départ champ- sera calculé pour chaque Trimestre et pour chaque Point de livraison.

38.1.2 La détermination du Prix du marché départ champ est effectuée par le Contractant de la manière suivante :

a) il déterminera en premier lieu, en retenant le Prix du marché, la valeur des quantités totales du Pétrole brut de la Zone contractuelle d'exploitation vendues au Point de livraison au cours du Trimestre concerné ;

b) il en soustraira les coûts supportés par le Contractant au cours dudit Trimestre pour le transport des quantités mentionnées à l'alinéa (a) du présent Paragraphe entre les Points de mesurage et le Point de livraison (les "Coûts de transport") ;

c) il divisera le résultat ainsi obtenu par les quantités totales du Pétrole brut de la Zone contractuelle d'exploitation vendues par le Contractant au Point de livraison, au cours du Trimestre concerné.

38.1.3 Le Prix du marché départ champ applicable aux opérations réalisées au cours d'un Trimestre donné devra être communiqué à l'Etat dans un délai de quinze (15) Jours à compter de la fixation du Prix du marché se rapportant au Trimestre concerné. Le Prix du marché est fixé comme indiqué au Paragraphe 38.2.

38.1.4 Les Coûts de transport dont il est fait référence ci-dessus comprendront tous frais de transport, de manutention, de stockage, de chargement et, le cas échéant, de traitement, ainsi que tous autres frais, tarifs, taxes et autres charges, de quelque nature qu'ils soient, supportés par le Contractant à l'occasion du transport du Pétrole brut depuis les Points de mesurage jusqu'aux Points de livraison, y compris les frais exposés à l'occasion du transport à travers des états étrangers lorsque les Points de livraison sont situés à l'extérieur de la République du Niger, et à l'exception des frais de commercialisation du Pétrole brut.

38.1.5 En cas de commercialisation de Gaz naturel, l'Etat et le Contractant se concerteront dans le cadre du Comité de gestion pour fixer le prix du Gaz naturel.

38.2 Prix du marché

38.2.1 Le Prix du marché est le prix de vente unitaire du Pétrole brut au Point de livraison exprimé en Dollars par Baril. Il est déterminé conformément aux dispositions du présent Paragraphe 38.2. Un Prix du marché commun à l'ensemble des entités composant le Contractant sera déterminé pour chaque Trimestre, pour chaque Autorisation exclusive d'exploitation et pour chaque Point de livraison.

38.2.2 Dans le cas où les ventes à des acheteurs indépendants représentent cinquante pour cent (50%) ou plus des quantités de Pétrole brut de la Zone contractuelle d'exploitation vendues par le Contractant au cours d'un Trimestre considéré à un Point de livraison donné, le Prix du marché applicable au cours de ce Trimestre sera égal à la moyenne pondérée des prix obtenus au cours dudit Trimestre par le Contractant pour le Pétrole brut de la Zone contractuelle dans les contrats de vente à des acheteurs indépendants audit Point de livraison.

Si les ventes à des acheteurs indépendants représentent moins de cinquante pour cent (50%) des quantités de Pétrole brut de la Zone contractuelle d'exploitation, vendus par le Contractant au cours d'un Trimestre considéré à un Point de livraison donné, le Prix du marché applicable au cours de ce Trimestre sera la moyenne pondérée :

a) de la moyenne pondérée des prix obtenus auprès d'acheteurs indépendants au cours du Trimestre en question, si, au cours de ce Trimestre audit Point de livraison, des ventes de Pétrole brut de la Zone contractuelle d'exploitation concernée ont effectivement été réalisées au profit d'acheteurs indépendants ;

b) et de la moyenne des prix auxquels des Pétroles bruts, de densité et de qualité similaires à celles du Pétrole brut de la Zone contractuelle d'exploitation, ont été vendus sur le marché international au cours du Trimestre en question, dans des conditions commerciales comparables aux ventes entre acheteurs et vendeurs indépendants. Les prix des Pétroles bruts de référence seront ajustés pour tenir compte des différences de qualité, quantité, transport et conditions commerciales.

Pour les besoins du calcul de la moyenne pondérée applicable dans le cas où les ventes entre acheteurs indépendants représentent moins de cinquante pour cent (50%) des quantités de Pétrole brut de la Zone contractuelle d'exploitation vendues par le Contractant au Point de livraison, le poids proportionnel de chacune des moyennes mentionnées aux points (a) et (b) ci-dessus est déterminé comme suit :

- poids proportionnel de la moyenne visée au point (a) : le pourcentage en volume que représentent les ventes faites au titre du point (a) dans le total des ventes du Pétrole brut de la Zone contractuelle pour le Trimestre en question audit Point de livraison ;

- poids proportionnel de la moyenne visée au point (b) : un (1) moins le poids proportionnel de la moyenne visée au point (a).

À défaut de vente à des acheteurs indépendants au Point de livraison donné, le Prix du marché applicable au cours du Trimestre audit Point de livraison sera calculé uniquement sur la base de la moyenne prévue au point (b) du présent Paragraphe.

38.2.3 Au sens du présent article, les ventes à des acheteurs indépendants excluent les transactions suivantes :

a) les ventes dans lesquelles l'acheteur est une Société affiliée au vendeur, ainsi que les ventes entre les entités composant le Contractant ;

b) les ventes sur le marché intérieur nigérien, y compris celles destinées à satisfaire les besoins de la consommation intérieure en Pétrole brut dans les conditions prévues à l'article 188 ;

c) les ventes comportant une contrepartie autre qu'un paiement en devises, tels que contrats d'échange, ventes d'Etat à Etat, et ventes motivées, en tout ou partie, par des considérations autres que les pratiques économiques usuelles dans les ventes de Pétrole brut sur le marché international.

38.2.4 Le Prix du marché est déterminé paritairement par le Contractant et l'Etat pour chaque Trimestre et Point de livraison, suivant les modalités prévues ci-après :

a) dans les trente (30) Jours qui suivent la fin de chaque Trimestre, l'Etat et le Contractant se rencontrent afin de déterminer d'un commun accord et pour chaque qualité de Pétrole brut produit, le Prix du marché pour le Trimestre écoulé pour un Point de livraison donné. À cette occasion, chaque Partie soumet à l'autre toute information et tout élément pertinents se rapportant :

(1) d'une part et de manière générale, à la situation et l'évolution des prix de vente de l'ensemble des Pétroles bruts vendus sur les marchés internationaux ;

(2) d'autre part et de manière spécifique, à la situation et l'évolution des prix pratiqués sur ces marchés pour les Pétroles bruts de la Zone contractuelle d'exploitation et pour les Pétroles Brut de qualités similaires au Pétrole brut de la Zone contractuelle.

b) si, au cours de cette réunion, un accord unanime ne peut être obtenu, les Parties se rencontrent à nouveau en apportant toute information complémentaire utile relative à l'évolution des prix des Pétroles bruts visés au (a) ci-dessus, afin d'obtenir une décision unanime avant la fin du deuxième mois suivant la fin du Trimestre considéré.

c) en cas de désaccord persistant des Parties sur la détermination du Prix du marché dans les quatre-vingt-dix (90) Jours suivant la fin du Trimestre, le différend sera considéré comme un différend de nature technique que les Parties pourront soumettre à la Procédure d'expertise. L'expert devra déterminer le Prix du marché conformément aux stipulations de ce Paragraphe et dans un délai de trente (30) Jours à compter de sa nomination.

38.2.5 Pour les besoins de la gestion du Contrat, le Contractant utilisera en tant que de besoin un Prix du marché provisoire, qui sera le Prix du marché le plus récent déterminé paritairement pour chaque qualité de Pétrole brut et qu'il appliquera jusqu'à la détermination du Prix du marché pour le Trimestre et le Point de livraison concernés. Ce prix provisoire est porté à la connaissance de l'Etat.

Article 39 - De la Redevance ad valorem

Le Contractant est tenu de verser à l'Etat une redevance sur la Production nette dite "Redevance ad valorem", à un taux de :

- a) Quatorze pour cent (14%) dans le cas du Pétrole brut ; et
- b) Deux et demi pour cent (2,5%) dans le cas du Gaz naturel.

Article 40 - De la récupération des Coûts pétroliers

40.1 Financement des Coûts pétroliers

Le Contractant assure le financement de l'intégralité des Coûts pétroliers.

40.2 Remboursement des Coûts Pétroliers

40.2.1 Le remboursement des Coûts pétroliers s'effectuera par Zone contractuelle d'exploitation, sans préjudice des dispositions de ce Contrat concernant le remboursement des Coûts pétroliers afférents aux Opérations de recherche. Dès le démarrage de la production de Pétrole brut sur une Zone contractuelle d'exploitation, le Contractant commencera à récupérer sa part des Coûts pétroliers afférents aux Opérations d'exploitation et aux Opérations de développement relatifs à ladite zone ainsi que la part des Coûts pétroliers afférents aux Opérations de recherche en recevant, chaque Trimestre, une quantité d'hydrocarbures appelée "Cost oil". Cette quantité est déterminée comme suit :

a) une part de la Production nette, nette de la Redevance ad valorem, provenant de toute Zone contractuelle d'exploitation au cours du Trimestre sera affectée au remboursement (i) des Coûts pétroliers afférents aux Opérations d'exploitation, y inclus les coûts afférents aux Opérations de développement et les Coûts des Travaux d'abandon, effectivement supportés par le Contractant relativement à la Zone contractuelle d'exploitation concernée au cours du Trimestre ou des Trimestres précédents, d'une part, et (ii) des Coûts pétroliers afférents aux Opérations de recherche d'autre part, dans la mesure, s'agissant des Coûts pétroliers des Trimestres précédents, ou ceux-ci ont été reportés conformément aux stipulations de l'alinéa (b) du présent Paragraphe 40.2.1. Cette quantité ne peut excéder le Cost stop qui représente soixante-dix pour cent (70%) de la Production nette d'hydrocarbures, nette de la Redevance ad valorem ;

b) si au cours d'un Trimestre, les Coûts pétroliers non encore récupérés par le Contractant dépassent la valeur de la quantité d'hydrocarbures pouvant être retenue par celui-ci telle qu'indiquée à l'alinéa (a) du présent Paragraphe 40.2.1, le surplus ne pouvant être récupéré dans le Trimestre sera reporté sur les Trimestres suivants jusqu'à récupération totale ou expiration du présent Contrat.

40.2.2 Les valeurs du Cost oil seront déterminées en utilisant le Prix du marché départ champ pour chaque qualité d'hydrocarbures.

40.2.3 Le remboursement des Coûts pétroliers pour chaque Trimestre au titre de chaque Zone contractuelle d'exploitation s'effectuera selon l'ordre de priorité des catégories suivantes :

a) les coûts des Opérations de production ;

b) les coûts des Opérations de développement ;

c) les coûts des Opérations de recherche, exposés antérieurement à la date d'attribution de l'Autorisation exclusive d'exploitation relative à une telle Zone contractuelle d'exploitation, à condition qu'ils n'aient pas été inclus expressément dans les Coûts pétroliers en rapport avec une autre Zone contractuelle d'exploitation ou expressément reportés pour être inclus dans les Coûts pétroliers en rapport avec une éventuelle et future Zone contractuelle d'exploitation ;

d) les Coûts des Travaux d'abandon.

40.2.4 Dans chaque catégorie, les coûts seront récupérés selon la méthode du "premier entré, premier sorti".

Article 41. Du partage de la production

41.1 Profit oil

Le Profit oil est partagé entre l'Etat et le Contractant conformément aux stipulations du Paragraphe 41.2.

41.2 Règles de partage du Profit oil

41.2.1 La détermination de la part revenant à chacune des Parties au titre du Profit oil est effectuée chaque Trimestre. Afin

de déterminer cette part pour un Trimestre considéré, le Contractant détermine, au plus tard trente (30) Jours à compter du début de ce Trimestre, pour chaque Zone contractuelle d'exploitation, la valeur du Facteur-R dudit trimestre. Cette valeur du Facteur-R correspond au rapport entre :

a) d'une part, au numérateur :

(1) le cumul de la valeur, au Prix du marché départ champ applicable pour chaque Trimestre depuis le début de la production, de la part de Pétrole brut et, le cas échéant, de la part de Gaz naturel revenant au Contractant au titre du Cost oil et du Profit oil du Trimestre considéré, depuis la date d'attribution de l'Autorisation exclusive d'exploitation jusqu'au dernier Jour du Trimestre précédent le Trimestre pour lequel le Facteur-R est déterminé ;

(2) diminuée du cumul des coûts des Opérations de production et des Coûts des travaux d'abandon exposés par le Contractant depuis la date d'attribution de l'Autorisation exclusive d'exploitation jusqu'au dernier Jour du Trimestre précédent le Trimestre pour lequel le Facteur-R est déterminé ;

b) d'autre part, au dénominateur :

(1) le cumul des coûts des Opérations de développement de la Zone contractuelle d'exploitation concernée, exposés par le Contractant depuis la date d'attribution de l'Autorisation exclusive d'exploitation jusqu'au dernier Jour du Trimestre précédent le Trimestre pour lequel le Facteur-R est déterminé ;

(2) augmenté du cumul des coûts des Opérations de recherche affectés, conformément à l'article 400 ci-dessus, à ladite Zone contractuelle d'exploitation.

Pour le premier Trimestre à compter de la date de début de la production commerciale d'hydrocarbures, le Facteur-R sera considéré comme inférieur ou égal à 1.

41.2.2 Le partage du Profit oil entre l'Etat et le Contractant pour un Trimestre donné varie dans les conditions décrites au tableau ci-dessous, en fonction de la valeur du Facteur-R calculée conformément aux stipulations du Paragraphe 41.2.1 et communiquée à l'Etat au plus tard trente (30) Jours après le début dudit trimestre :

| Facteur - R | Inférieur ou égal à 1 | Compris entre 1 et 1,5 | Compris entre 1,5 et 2 | Compris entre 2 et 2,5 | Supérieur à 2,5 |
|--|------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|------------------------|
| Part du Contractant dans le Profit oil | 60% | 55% | 50% | 45% | 40% |
| Part de l'Etat dans le Profit oil | 40% | 45% | 50% | 55% | 60% |

41.3 Procédure d'expertise

Les différends liés au calcul du Facteur-R peuvent être soumis à la Procédure d'expertise.

Article 42 - De la liquidation et du paiement de la redevance ad valorem et de la part de Profit oil revenant à l'Etat

42.1 Méthode de paiement de la Redevance ad valorem et du Tax oil

La Redevance ad valorem et le Tax oil seront payables, pour tout ou partie, soit en espèces, soit en nature.

Le choix du mode de paiement de la Redevance ad valorem et du Tax oil est notifié au Contractant par l'Etat, au moins quatre-vingt-dix (90) Jours avant la date de début de la production commerciale d'hydrocarbures.

Ce choix demeurera valable aussi longtemps que le Contractant n'aura pas reçu de l'Etat une nouvelle notification qui devra être faite avec un préavis d'au moins cent quatre-vingt (180) Jours.

Si ce choix n'est pas notifié dans les délais impartis, la totalité de la Redevance ad valorem et du Tax oil sera versée en espèces.

42.2 Relevé de la production mensuelle

Au plus tard le quinze (15) de chaque mois, le Contractant notifiera à l'Etat, avec toutes justifications utiles, un relevé de la production du mois précédent faisant ressortir les informations suivantes :

a) la Production nette et les quantités d'hydrocarbures utilisées pour les Opérations pétrolières (consommation propre) ;

b) les caractéristiques techniques de chaque qualité des hydrocarbures extraits ;

c) les quantités d'hydrocarbures affectées au paiement de la Redevance ad valorem due à l'Etat mesurées au Point de mesurage ;

d) les quantités d'hydrocarbures affectées au remboursement des Coûts pétroliers au titre du Cost oil mesurées au Point de mesurage ;

- e) les quantités d'Hydrocarbures affectées à chaque Partie au titre du partage du Profit oil mesurées au Point de mesurage ;
- f) les quantités d'Hydrocarbures délivrées aux Points de livraison ;
- g) les cours de clôture du Brent pour chaque jour de cotation du mois.

Le relevé précisera séparément les quantités de Pétrole brut et de Gaz naturel et la situation des quantités et valeurs de chacun de ces Hydrocarbures au début et à la fin du mois concerné.

42.3 Paiement en espèces de la Redevance ad valorem et du Tax oil

42.3.1 Lorsque la Redevance ad valorem et la part de Profit oil revenant à l'Etat sont perçues en espèces, elles sont liquidées mensuellement, à titre provisoire, et trimestriellement, à titre définitif.

42.3.2 Le Contractant versera le montant provisoire de la Redevance ad valorem, dans les dix (10) Jours suivant la notification du relevé mentionné au Paragraphe 42.2, sur la base des quantités précisées à l'alinéa (c) du Paragraphe 42.2, multipliées par le Prix du marché Départ Champ.

Le Contractant versera le montant provisoire de la part de Tax oil, dans les dix (10) Jours suivant la notification du relevé mentionné au Paragraphe 42.2, sur la base :

- a) des quantités précisées à l'alinéa (e) du Paragraphe 42.2, multipliées par le Prix du marché départ champ ; et
- b) de la valeur du Facteur-R.

Dans le cas spécifique du Pétrole brut :

(1) dans l'attente du calcul du Prix du marché départ champ pour un Trimestre donné, la Redevance ad valorem et la part de Profit oil revenant à l'Etat dues à titre provisoire, seront payées sur la base d'un Prix du marché départ champ provisoire correspondant au Prix du marché départ champ le plus récent arrêté conformément au Paragraphe 38.1 ;

(2) suite à la notification à l'Etat du calcul du Prix du marché départ champ pour le Trimestre considéré, le Contractant notifie à l'Etat l'état définitif de liquidation de la Redevance ad valorem et la part de Profit oil revenant à l'Etat, déduction faite des sommes versées à titre provisionnel. Si le solde, après liquidation, de l'un de ces droits révèle un trop perçu au profit de l'Etat, son montant est imputé au droit ultérieur identique, jusqu'à épuisement. Si le solde après liquidation d'un de ces droits révèle un moins perçu au détriment de l'Etat, le Contractant en effectue le versement dans les quinze (15) Jours qui suivent la date de notification à l'Etat de l'état définitif de liquidation.

42.4 Paiement en nature de la Redevance ad valorem et du Tax oil

Lorsque la Redevance ad valorem et le Tax oil sont perçus en nature, le Contractant met à la disposition de l'Etat, aux Points de mesurage, les quantités de Pétrole brut dues au titre de cette Redevance ad valorem et de cette part de Profit oil revenant à l'Etat. L'Etat peut demander à ce que lesdites quantités soient mises à sa disposition à un Point de livraison, si celui-ci est un des Points de livraison usuels du Contractant. Dans ce cas et si l'Etat le demande, le Contractant transportera et livrera lesdites quantités à l'Etat. L'Etat supporte les Coûts de transport calculés comme indiqué au Paragraphe 38.1.4, relativement à ces quantités.

Sauf accord contraire des Parties et sous réserve des dispositions du Paragraphe 16.7, les quantités mentionnées au présent Paragraphe sont mises à la disposition de l'Etat sur une base mensuelle.

42.5 Relevé Trimestriel

Aux fins d'application du présent article et des articles 38, 39, 40 et 41 le Contractant préparera et transmettra à l'Etat, au plus tard trente (30) Jours après la fin de chaque Trimestre, un état contenant les calculs de la valeur de la production totale du Trimestre précédent.

Cet état contiendra, pour le Trimestre considéré, les informations suivantes :

- a) la Production nette ;
- b) les quantités de Pétrole brut utilisées pour les Opérations pétrolières (consommation propre) ;
- c) les quantités de Pétrole brut vendues pour satisfaire les besoins de la consommation intérieure ;
- d) les quantités de Pétrole brut vendues par le Contractant aux personnes autres que des acheteurs indépendants, tels que définis au Paragraphe 38.2, ainsi que les prix pratiqués et les recettes réalisées, pour chacune de ces quantités vendues ;
- e) les quantités de Pétrole brut vendues par le Contractant aux acheteurs indépendants, tels que définis au Paragraphe 38.2, ainsi que les prix pratiqués et les recettes réalisées pour chacune de ces quantités ;
- f) la quantité et la valeur du Pétrole brut en inventaire à la fin du Trimestre qui précède le Trimestre concerné ;
- g) la quantité et la valeur du Pétrole brut en inventaire à la fin du Trimestre concerné ;
- h) les cours de clôture du Brent pour chaque jour de cotation du Trimestre ;
- i) toute information en possession du Contractant concernant le prix des Pétroles bruts de qualités similaires, vendus sur les marchés internationaux.

Cet état fournira, le cas échéant, les mêmes informations en ce qui concerne le Gaz naturel.

42.6 Remplissage

Le Contractant ne commencera à payer la Redevance ad valorem qu'à compter du remplissage du Système de transport des hydrocarbures par Canalisation. Le Système de transport des hydrocarbures pas canalisations sera présumé rempli une fois pour toute dès que du Pétrole brut s'écoulera au Point de livraison. Le volume nécessaire au remplissage du Système de transport des hydrocarbures par canalisations (le - Volume de Remplissage ") sera indiqué dans le relevé de la production mensuelle prévu au Paragraphe 42.2 correspondant au mois au cours duquel le Système de transport des hydrocarbures par canalisations sera réputé rempli.

Article 43. Des engagements liés à la formation des agents du Ministère charge des hydrocarbures

43.1 Contribution du Contractant à la formation et au perfectionnement

Le Contractant contribuera à la formation et au perfectionnement des agents du Ministère en charge des hydrocarbures suivant les modalités ci-après :

- a) Le Contractant s'engage à supporter, pour chaque Année civile et jusqu'à la fin de l'Autorisation exclusive de recherche des dépenses à concurrence de deux cent cinquante mille (250 000) Euros TTC au titre du plan annuel de formation. Cette somme, due à l'Etat, sera payée au plus tard à la date d'exigibilité du Bonus de signature, puis à chaque date anniversaire de la signature du Contrat, suivant les modalités prévues au Paragraphe 43.2 ci-après ;

b) Dès l'octroi au Contractant de toute Autorisation exclusive d'exploitation, il s'engage à supporter, pour chaque Année et par Zone contractuelle d'exploitation, des dépenses à concurrence de trois cent mille (300 000) Euros TTC au titre du plan annuel de formation. Cette somme sera due au plus tard trente (30) Jours à compter de la date du Décret d'octroi, puis à chaque date anniversaire du Décret d'octroi, suivant les modalités prévues au Paragraphe 43.2 ci-après.

43.2 Modalités de la contribution

Le Contractant paiera les dépenses mentionnées au Paragraphe 43.1 sur un Compte agréé ouvert au Trésor public dont les coordonnées lui seront communiquées au plus tard huit (8) Jours ouvrables avant la date d'échéance du paiement concerné telle que stipulée au Paragraphe 43.1. Cependant si le Ministère en charge des hydrocarbures, en fait la demande le Contractant paiera les dépenses mentionnées au Paragraphe 43.1 directement aux prestataires chargés par l'Etat de réaliser tout ou partie du plan annuel de formation, sous réserve du respect de la procédure prévue au Paragraphe 59.7.

Article 44 - De l'assistance juridique et financière au Ministère chargé des hydrocarbures

44.1 Contribution du Contractant à l'assistance juridique et financière

Le Contractant contribuera au financement d'une assistance juridique et financière au bénéfice du Ministère en charge des hydrocarbures suivant les modalités ci-après :

a) Le Contractant s'engage à supporter, pour chaque Année et jusqu'à la fin de l'Autorisation exclusive de recherche des dépenses à concurrence de deux cent cinquante mille (250 000) Euros TTC. Cette somme sera due au plus tard à la date d'exigibilité du Bonus de signature, puis à chaque date anniversaire de la signature du Contrat ;

b) Dès l'octroi au Contractant de toute Autorisation exclusive d'exploitation le Contractant s'engage à supporter, pour chaque Année et par Zone contractuelle d'exploitation, des dépenses à concurrence de trois cent mille (300 000) Euros TTC. Cette somme sera due au plus tard trente (30) Jours à compter de la date du Décret d'octroi, puis à chaque date anniversaire du Décret d'octroi.

44.2 Modalités de la contribution

Le Contractant paiera les dépenses mentionnées au Paragraphe 44.1 sur un Compte agréé Trésor public dont les coordonnées lui seront communiquées au plus tard huit (8) Jours ouvrables avant la date d'échéance du paiement concerné telle que stipulée au Paragraphe 44.1. Cependant si le Ministère en charge des hydrocarbures, en fait la demande, le Contractant paiera les dépenses mentionnées au Paragraphe 44.1, directement aux prestataires chargés par l'Etat de réaliser tout ou partie de l'assistance juridique et financière, sous réserve du respect de la procédure prévue au Paragraphe 59.7.

Article 45 - De la responsabilité sociétale des entreprises

45.1 Programme social au titre de l'Autorisation exclusive de recherche

A titre d'aide aux populations locales, le Contractant s'engage à financer des programmes sociaux en concertation avec les autorités locales du lieu de réalisation des Opérations pétrolières pour un montant de trente mille (30 000) Dollars ou l'équivalent en FCFA pour les trois (3) blocs par an jusqu'à la fin de l'Autorisation exclusive de recherche.

45.2 Élaboration d'un Programme pétrolier de développement communal (PPDC) et d'un Programme pétrolier de développement régional (PPDR)

Préalablement au dépôt d'une demande d'attribution de toute Autorisation exclusive d'exploitation, le Contractant soumet :

- au maire de chacune des communes concernées, un projet de PPDC, élaboré sur la base des orientations stratégiques et des objectifs du Plan de développement communal ;

- au président de chacun des conseils régionaux concernés, un projet de PPDR, élaboré sur la base des orientations stratégiques et des objectifs du Plan de développement régional.

Le projet de PPDC et le projet de PPDR s'inscrivent dans le cadre des programmes d'opérations pluriannuelles respectivement du Plan de développement communal ou du Plan de développement régional et des plans d'actions annuels qui en découlent. Ils comportent :

a) l'indication des programmes d'opérations pluriannuels respectivement du Plan de développement communal ou du Plan de développement régional et des programmes d'actions annuels correspondants, auxquels le Contractant envisage d'apporter son appui technique et financier, étant précisé que les propositions présentées par le Contractant à cet égard devront être conformes aux objectifs fixés à l'article 32 du Code pétrolier ;

b) les propositions du Contractant quant à l'appui financier et technique, qu'il envisage d'apporter respectivement à la commune ou à la région dans le cadre de la mise en œuvre des programmes susvisés ;

c) les modalités pratiques suivant lesquelles le Contractant apportera son appui financier et technique à la mise en œuvre des programmes susvisés ;

d) l'engagement du Contractant à participer au suivi et à l'évaluation de la mise en œuvre des programmes sélectionnés au titre respectivement du PPDC ou du PPDR.

Une copie du PPDC et du PPDR transmis aux autorités concernées est adressée au Ministre chargé des hydrocarbures.

Les propositions formulées par le Contractant dans le projet visé au présent article peuvent porter sur la fourniture d'un appui financier et technique à la réalisation :

a) d'un ou de plusieurs programmes d'opérations pluriannuels d'ensemble, jusqu'à l'exécution complète des actions relevant de ce ou de ces programme(s) d'opérations, auquel cas la durée du PPDC ou du PPDR proposé correspond au moins à celle du ou des programme(s) pluriannuels concernés ; ou

b) d'actions inscrites au titre de programmes annuels d'actions relevant de plusieurs programmes d'opérations pluriannuels, sous réserve que l'ensemble des actions concernées permette d'atteindre les objectifs visés à l'article 32 du Code pétrolier. Dans ce cas, la durée du PPDC ou du PPDR correspond au moins, respectivement, à celle du Plan de développement communal ou à celle du Plan de développement régional.

45.3 Approbation du PPDR

Le projet de PPDR proposé par le Contractant est approuvé par le Conseil régional dans un délai maximum d'un (1) mois à compter de sa date de réception par la région concernée.

Le Conseil régional peut proposer des modifications au projet de PPDR proposé par le Contractant, sous réserve que de telles modifications :

a) s'inscrivent dans le cadre du Plan de développement régional et se rapportent à des programmes d'opérations pluriannuels et programmes d'actions annuels figurant dans ce plan ;

b) n'excèdent pas, du point de vue de leur coût financier, le montant maximum de l'enveloppe budgétaire convenu au Paragraphe 45.4.

45.4 Mise en œuvre du PPDR

L'appui technique du Contractant à l'exécution du PPDR est effectué notamment dans le cadre d'un comité de gestion créé par décision du Conseil régional dans un délai maximum d'un mois à compter de l'octroi de l'Autorisation exclusive d'exploitation. Un agent du Ministère en charge des hydrocarbures participe audit comité.

Le montant du par le Contractant au titre de l'ensemble des PPDR s'élèvera à deux cent mille (200 000) Dollars par an, pour une production inférieure ou égale à cinquante mille (50 000) Barils/jour et à cinq cent mille (500 000) Dollars par an, pour une production supérieure à cinquante mille (50 000) Barils/jour. Le montant de deux cent mille (200 000) ou cinq cent mille (500 000) Dollars par an sera réparti équitablement entre chaque PPDR.

Le Contractant paiera les sommes dues au titre de chaque PPDR directement aux prestataires en charge de la réalisation de tout ou partie des projets du PPDR sur présentation des factures transmises par le comité de gestion.

45.5 Approbation du PPDC

Le projet de PPDC proposé par le Contractant est approuvé par le Conseil municipal dans un délai maximum d'un (1) mois à compter de sa date de réception par la commune concernée.

Le Conseil municipal peut proposer des modifications au projet de PPDC proposé par le Contractant, sous réserve que de telles modifications :

- a) s'inscrivent dans le cadre du Plan de développement communal et se rapportent à des programmes d'opérations pluriannuels et programmes d'actions annuels figurant dans ce Plan ;
- b) n'excèdent pas, du point de vue de leur coût financier, le montant maximum de l'enveloppe budgétaire convenu au Paragraphe 45.6.

45.6 Mise en œuvre du PPDC

L'appui technique du Contractant à l'exécution du PPDC est effectué notamment dans le cadre d'un comité de gestion créé par arrêté municipal dans un délai maximum d'un mois à compter de l'octroi de l'Autorisation exclusive d'exploitation. Un agent du Ministère en charge des hydrocarbures participe audit Comité.

Le montant du par le Contractant au titre de l'ensemble des PPDC s'élèvera à trois cent mille (300 000) Dollars par an, pour une production inférieure ou égale à cinquante mille (50 000) Barils/jour et à un million (1 000 000) Dollars par an, pour une production supérieure à cinquante mille (50 000) Barils/jour. Le montant de trois cent mille (300 000) ou un million (1 000 000) Dollars par an sera réparti équitablement entre chaque PPDC.

Le Contractant paiera les sommes dues au titre de chaque PPDC directement aux prestataires en charge de la réalisation de tout ou partie des projets du PPDC sur présentation des factures transmises par le comité de gestion.

Article 46 - De la Redevance superficielle

46.1 Barème de la taxe superficielle

Le Contractant est soumis au paiement d'une redevance superficielle annuelle calculée selon le barème ci-après (en Francs CFA) :

- a) Autorisation exclusive de recherche :

- Période initiale : 500F/km²/an
- Première Période de renouvellement : 1 500F/km²/an
- Deuxième Période de renouvellement : 2 500F/km²/an

- Période de prorogation : 5 000F/km²/an

b) Autorisation exclusive d'exploitation :

- Période initiale : 1 500 000F/km²/an

- Période de renouvellement : 2 000 000F/km²/an

46.2 Liquidation et recouvrement

La redevance superficielle est liquidée annuellement sur la base de la situation au 1er janvier de l'année en cours. Elle est payée au Trésor public au plus tard le 28 février de l'année concernée.

Article 47 - Du Prélèvement exceptionnel sur les Plus-values de cession

47.1 Principe de l'imposition

Le Contractant et chacune des entités le composant n'est soumis au paiement d'aucun impôt direct sur les bénéfices à raison de ses Opérations pétrolières en plus de la Redevance ad valorem et du Tax oil. Toutefois, par exception à ce principe, chaque Plus-value résultant de la cession d'une Autorisation ou d'une Participation dans une telle Autorisation (la "Plus-value de cession"), réalisée par le Contractant ou toute entité le constituant (le "Cédant"), est soumise à un prélèvement exceptionnel de vingt-cinq pour cent (25%)

Les dispositions du présent article 477 ne sont pas applicables aux Plus-values de cession des matériels, équipements et autres biens affectés à la réalisation des Opérations pétrolières.

47.2 Détermination de la Plus-value taxable

47.2.1 La Plus-value de cession qui sert de base au prélèvement exceptionnel est la différence entre :

- a) le prix de cession des éléments d'actif concernés d'une part, et
- b) le prix de revient des éléments d'actif concernés d'autre part.

47.2.2 Le prix de cession est constitué par le prix effectivement perçu par le cédant, en espèce ou en nature, déduction faite de tout remboursement d'avances par le Cédant à lui faite par le Cessionnaire en relation avec l'Autorisation concernée.

Lorsque la cession a notamment pour contrepartie l'engagement du Cessionnaire à financer tout ou partie des Opérations pétrolières dont le coût incombe normalement au Cédant au titre de la Participation résiduelle de ce dernier dans l'Autorisation concernée, la valeur des engagements ainsi souscrits par le Cessionnaire (le "Paiement en nature") n'entre pas dans la détermination du prix de cession dès lors que ce Paiement en nature a pour contrepartie l'affectation au bénéfice du Cessionnaire du Cost oil destiné à la récupération des Coûts pétroliers concernés.

47.2.3 Toutefois, nonobstant les dispositions du Paragraphe 47.2.2, la valorisation financière des Opérations de recherche que le Cessionnaire s'engage à réaliser pour le compte du Cédant est exclue du prix de cession des éléments d'actif, sous réserve que les Opérations de recherche concernées soient réalisées à compter de la date de prise d'effet de la cession.

47.2.4 Le prix de revient est constitué par la somme des Coûts pétroliers non encore récupérés à la date de la cession mais effectivement exposés par le Cédant dans le cadre des Opérations pétrolières réalisées en vertu de l'Autorisation ou de la Participation cédée, y compris les Coûts pétroliers effectivement exposés mais non récupérables en vertu des stipulations du Contrat.

Pour les besoins du calcul du prix de revient, la notion de Coûts pétroliers englobe les coûts en relation directe avec les Opérations pétrolières réalisées en vertu de l'Autorisation ou de la Participation cédée, éventuellement exposés par le Cédant avant la

date d'entrée en vigueur de son Contrat de partage de production, y compris notamment les coûts exposés pour les besoins de la négociation et de la signature de ce Contrat de Partage de Production et les sommes payées au titre du Bonus de signature.

47.3 Liquidation du prélèvement

47.3.1 Lorsque le prix de cession est intégralement payé par tout autre moyen que par un Paiement en nature, le prélèvement exceptionnel est payé par le Cédant dans les trente (30) Jours suivant l'octroi de l'autorisation de la cession.

47.3.2 Sans préjudice des dispositions du Paragraphe 47.2.2, lorsque le prix de cession convenu est constitué, pour partie d'une somme d'argent et, pour l'autre partie, d'un Paiement en nature, le prélèvement exceptionnel est payé suivant les modalités ci-après :

a) Lorsque la différence entre le montant du paiement par versement d'une somme d'argent et le prix de revient de l'Autorisation ou de la Participation cédée permet, à elle seule, de dégager un solde positif :

i. ce solde positif est soumis au prélèvement exceptionnel dans les conditions et délais prévus au Paragraphe 47.3.1 ;

ii. le solde de la Plus-value de cession réalisée par le Cédant est soumis au prélèvement exceptionnel à compter du premier exercice au cours duquel le Cost oil correspondant aux Coûts pétroliers ayant faits l'objet du Paiement en nature (le "Cost oil Paiement en nature") est servi au Cédant. Le prélèvement exceptionnel dû au titre dudit solde est payable au plus tard le 31 mars de l'Année civile suivant l'Année civile au cours de laquelle le Cost oil paiement en nature est servi au Cédant, dans la limite de 25% du montant de ce Cost oil, et ce jusqu'à apurement du montant total du prélèvement exceptionnel.

b) Lorsqu'il résulte de la différence entre le paiement par versement d'une somme d'argent et le prix de revient de l'Autorisation ou de la Participation cédée, un solde négatif ou nul, le prélèvement exceptionnel dû en raison de la Plus-value réalisée par le Cédant est payable à compter du premier exercice au cours duquel le Cost oil paiement en nature est servi au Cédant, dans les conditions prévues à l'alinéa (a) ii de ce Paragraphe.

47.3.3 Dans tous les cas, la cession de l'Autorisation ou d'une Participation ne prend effet qu'à compter du dépôt par le Cédant d'une déclaration relative à la Plus-value de cession validée par l'administration fiscale de la République du Niger et du paiement du prélèvement dû en application des dispositions des Paragraphes 47.3.1 et 47.3.2 (a) i ci-dessus.

47.4 Cession entre Sociétés affiliées

47.4.1 Nonobstant toute disposition contraire, le prélèvement exceptionnel sur les Plus-values de Cession fait l'objet de modalités spécifiques lorsqu'une entité composant le Contractant cède une Autorisation ou une Participation à un Cessionnaire de droit nigérien qui lui est affilié (le "Cessionnaire Affilié"). Au sens du présent Paragraphe, est considéré comme Cessionnaire affilié :

(a) d'une part, toute société ayant directement ou indirectement le Contrôle du Cédant ou étant directement ou indirectement sous le Contrôle dudit Cédant ;

(b) d'autre part, toute société directement ou indirectement sous le Contrôle d'une société ou de toute autre personne morale ayant directement ou indirectement le Contrôle dudit Cédant.

47.4.2 Les Plus-Values de cession réalisées dans le cadre de la cession d'une Autorisation ou d'une Participation au profit de tout Cessionnaire affilié bénéficient d'un sursis d'imposition au titre du prélèvement exceptionnel.

47.4.3 Toute cession ultérieure de l'Autorisation ou de la Participation concernée par toute Société affiliée à un Cessionnaire autre qu'un Cessionnaire affilié donne lieu au paiement du prélèvement exceptionnel, y compris sur la Plus-value réalisée en sursis d'imposition à l'occasion des cessions entre Sociétés affiliées.

Article 48 - Autres dispositions fiscales

48.1 Exonération générale d'imposition

48.1.1 A l'exclusion des droits fixes prévus à l'article 90 du Code pétrolier, du prélèvement exceptionnel sur les Plus-Values de Cession tel que défini à l'article 47, de la Redevance ad valorem, de la redevance superficiaire telle que définie à l'article 466, de la part de Profit oil revenant à l'Etat, des droits de timbre et d'enregistrement (sauf exception prévue dans le Contrat), de la taxe d'abattage des arbres instituée par l'ordonnance n° 92-037 du 21 août 1992 relative à l'organisation de la commercialisation et du transport de bois dans les grandes agglomérations et la fiscalité qui lui est applicable et des stipulations du Paragraphe 48.4, chaque entité composant le Contractant est exonérée de tous impôts, retenues, droits, taxes et autres contributions obligatoires :

a) soit à raison des activités réalisées en application du présent Contrat ;

b) soit à raison des paiements reçus ou effectués dans le cadre de l'exécution de ce Contrat.

48.1.2 Cette exonération générale d'impôts, droits, taxes et autres contributions obligatoires couvre, notamment, sans que cette liste ne soit exhaustive :

a) l'impôt minimum forfaitaire ou son équivalent ;

b) la taxe d'apprentissage ;

c) la taxe sur certains frais généraux des entreprises ;

d) la taxe professionnelle ;

e) l'impôt sur les bénéfices ;

f) l'impôt sur les distributions de bénéfices ;

g) les impôts et taxes de quelque nature que ce soit sur les intérêts et autres produits des sommes empruntées par le Contractant pour les besoins des Opérations pétrolières ;

h) les droits d'enregistrement consécutifs à la constitution des sociétés et aux augmentations de capital ;

i) la taxe immobilière sur les biens des personnes morales à condition de construire un siège dans les cinq (5) premières années à compter de la date de première production.

48.1.3 Les exonérations visées au présent article ne s'appliquent pas aux redevances pour services rendus, notamment la redevance ORTN, les péages routiers et la redevance de chasse.

48.2 Impôt direct sur les bénéfices

48.2.1 La part de Profit oil revenant à l'Etat au titre du Tax oil visé à l'article 88 du Code pétrolier est l'équivalent de l'impôt direct sur les bénéfices de chaque entité composant le Contractant provenant des activités réalisées en application du présent Contrat, en proportion de la participation de chaque entité dans l'Autorisation exclusive d'exploitation concernée. Les déclarations fiscales sont établies en Dollars et fournies par chaque entité composant le Contractant. Les quitus fiscaux correspondants établis au nom de chaque entité leur seront remis par l'administration fiscale Nigérienne.

Les dispositions du présent Paragraphe s'appliquent séparément à chaque entité composant le Contractant pour l'ensemble des Opérations pétrolières réalisées au titre du présent Contrat.

Les dispositions du présent Paragraphe et, d'une manière générale, celles du présent article 488, ne font pas obstacle à ce que l'administration fiscale de la République du Niger procède, à l'égard des entités membres du Contractant, au contrôle des déclarations fiscales établies par ces entités, ainsi qu'à l'ensemble des contrôles fiscaux prévus par les Lois en vigueur.

48.2.2 Sauf disposition particulière du Code pétrolier, les bénéfices nets, tels que définis dans le Code Général des Impôts, que chaque entité composant le Contractant retire de l'ensemble de ses opérations réalisées sur le territoire de la République du Niger autres que celles couvertes par le présent Contrat ou y relatives, sont imposables d'après les règles de droit commun et doivent faire l'objet d'une comptabilité séparée de celle des Opérations pétrolières.

48.3 Taxes sur la valeur ajoutée

48.3.1 Les fournitures de biens et les prestations de services de toutes natures, y compris les études, qui se rapportent à l'exécution des Opérations pétrolières ou à la mise en place d'un Système de transport des hydrocarbures par canalisations, sont exonérées de la Taxe sur la valeur ajoutée et de toutes taxes assimilées (y compris toute taxe sur les opérations financières). Les Sous-traitants du Contractant bénéficient des exonérations prévues au présent Paragraphe.

48.3.2 Le bénéfice des exonérations prévues au Paragraphe 48.3.1 est subordonné à l'accomplissement par le Contractant et les Sous-traitants des formalités prévues par le droit commun en matière d'exonération de Taxes sur la valeur ajoutée.

48.3.3 Pour les besoins de l'application des stipulations des Paragraphes 48.3.1 et 48.3.2 ci-dessus, l'Etat s'engage à, et se porte fort de l'adoption, suivant les modalités prévues par les Lois en vigueur relatives aux lois de finances, de dispositions législatives rédigées mutatis mutandis dans les mêmes termes que ceux desdits Paragraphes 48.3.1 et 48.3.2, dans un délai maximum de six (6) mois à compter de la Date de signature.

48.4 Retenue à la source

Le Contractant et chaque entité composant le Contractant demeure soumis à toutes les obligations d'assiette et de paiement relatives aux impôts et taxes prélevés à la source pour le compte du Trésor public et concernant notamment (i) les impôts sur les traitements et salaires et (ii) les retenues à la source au titre de l'Impôt sur les Bénéfices des Non-résidents sur les rémunérations versées à des personnes physiques ou morales domiciliées à l'étranger en rémunération d'une activité professionnelle

Il est précisé, à cet égard, que, les intérêts servis aux Prêteurs dépourvus de domicile fiscal en République du Niger ne sont pas soumis à la retenue à la source prévue au présent Paragraphe. De même, en raison de l'exemption générale visée au Paragraphe 48.1, les sommes versées à titre de dividendes ou autres distributions (y compris versement en comptes courants) aux Actionnaires du Contractant et des entités qui le composent sont exempts de tous impôts, retenues, droits, taxes et autres contributions obligatoires.

Les sommes prêtées ou mises à la disposition du Contractant par ses Actionnaires ou Sociétés affiliées notamment dans le cadre de conventions de compte courant sont également exempts de tous impôts, retenues, droits, taxes et autres contributions obligatoires.

Article 49 - Dispositions douanières

49.1 Exemptions dans le cadre de l'Autorisation exclusive de recherche

Sont admis en franchise de tous droits et taxes d'entrée, y compris toute Taxe sur la valeur ajoutée, à l'exception de la Redevance statistique, du Prélèvement communautaire et du prélèvement communautaire de solidarité à l'occasion de leur importation, les produits, véhicules, matériels, matériaux, machines et équipements destinés, directement, exclusivement et à titre définitif, aux Opérations pétrolières effectuées dans le cadre de l'Autorisation exclusive de recherche et non disponibles à l'achat ou à la location sur le territoire de la République du Niger à l'exception des véhicules de siège, des produits alimentaires, des équipements de bureau, des consommables de bureau, et tout matériel de fonctionnement courant de bureau dont l'importation demeure soumise au régime de droit commun.

vance statistique, du Prélèvement communautaire et du prélèvement communautaire de solidarité à l'occasion de leur importation, les produits, véhicules, matériels, matériaux, machines et équipements destinés, directement, exclusivement et à titre définitif, aux Opérations pétrolières effectuées dans le cadre de l'Autorisation exclusive de recherche et non disponibles à l'achat ou à la location sur le territoire de la République du Niger à l'exception des véhicules de siège, des produits alimentaires, des équipements de bureau, des consommables de bureau, et tout matériel de fonctionnement courant de bureau dont l'importation demeure soumise au régime de droit commun.

49.2 Exemptions dans le cadre d'une Autorisation exclusive d'exploitation

Les produits, véhicules, matériels, matériaux, machines et équipements destinés, directement, exclusivement et à titre définitif aux Opérations pétrolières effectuées dans le cadre d'une Autorisation exclusive d'exploitation et non disponibles à l'achat ou à la location sur le territoire de la République du Niger, sont, à l'occasion de leur importation, exonérés de tous droits et taxes d'entrée, y compris toute Taxe sur la valeur ajoutée, à l'exception de la Redevance statistique, du Prélèvement communautaire et du Prélèvement communautaire de solidarité, pendant les cinq (5) premières années qui suivent l'octroi de cette Autorisation à l'exception des véhicules de siège et des produits alimentaires dont l'importation demeure soumise au régime de droit commun.

Au-delà de la période de cinq (5) ans visée à l'alinéa précédent, les importations nouvelles de produits, matériels, matériaux, machines et équipements (importations qui étaient précédemment exonérées) sont soumises au régime de droit commun.

49.3 Stocks de pièces détachées

Les exonérations prévues aux Paragraphes 49.1 et 49.2 ci-dessus s'étendent aux fournitures, pièces détachées et parties de pièces détachées, destinées aux véhicules, matériels, machines et équipements liés directement, exclusivement et à titre définitif aux Opérations pétrolières et non disponibles à l'achat ou à la location sur le territoire de la République du Niger à l'exception des fournitures, pièces détachées et parties de pièces détachées destinées aux véhicules de siège et des produits alimentaires dont l'importation demeure soumise au régime de droit commun.

49.4 Régime d'importation temporaire

Les véhicules, matériels, machines et équipements, importés en République du Niger, affectés aux Opérations pétrolières sur une Zone contractuelle et destinés à être réexportés sont placés sous le régime de l'admission temporaire normal en franchise de tous droits et taxes d'entrée, y compris les taxes sur la valeur ajoutée à l'exception de la Redevance statistique, pendant toute la durée de leur séjour sur le territoire de la République du Niger. Dans le cas spécifique des aéronefs placés sous un régime suspensif, la Redevance statistique est calculée sur la base du montant de la prestation fournie par ledit aéronef.

La réexportation des véhicules, matériels, machines et équipements susmentionnés, conformément aux dispositions régissant le régime suspensif dont ils bénéficient, ne donne lieu au paiement d'aucun droit de sortie ou redevance.

Les véhicules, matériels, machines et équipements ayant bénéficié d'un régime suspensif pour les besoins des Opérations pétrolières conformément aux dispositions du présent Paragraphe peuvent, être maintenus sur le territoire national en suspension de droits et taxes de douanes, à condition que l'intéressé s'engage à les constituer en entrepôt privé particulier suivant les modalités prévues par la législation douanière en vigueur. Les véhicules, matériels, machines et équipements ayant été constitués en entrepôt

privé qui sont réaffectés aux Opérations pétrolières et sont destinés à être réexportés bénéficient des mêmes dispositions que celles de l'alinéa premier du présent Paragraphe.

49.5 Bénéfice de l'exonération

Les exonérations et régimes suspensifs prévus au présent article s'appliquent également aux Sous-traitants.

49.6 Formalités douanières

49.6.1 Pour le bénéfice des exonérations de droits de douanes et de taxes prévues au présent Article, le Contractant et chaque Sous-traitant remplissent, chacun pour ce qui le concerne, le certificat d'exonération des taxes perçues en douane.

49.6.2 Les certificats d'exonération remplis par les Sous-traitants doivent être préalablement visés par le Contractant.

49.6.3 Chaque certificat doit être établi en trois (3) exemplaires accompagné de trois copies. Il précise, pour chacun des biens qui y figurent :

a) la nature, les quantités et la valeur prévisionnelles des achats de biens ;

b) l'Autorisation à laquelle est destiné chaque bien acquis.

49.6.4 Le certificat d'exonération mentionné au Paragraphe 49.6.1, est visé conjointement par les services compétents du Ministère en charge des hydrocarbures et du Ministère en charge des finances, dans un délai de quinze (15) Jours à compter de la réception de ce certificat d'exonération par le Ministère en charge des hydrocarbures.

À défaut des visas mentionnés au présent Paragraphe, le certificat d'exonération présenté par le Contractant ou le Sous-traitant est considéré comme rejeté.

49.6.5 Le bénéfice du régime suspensif de droits est soumis à l'obtention d'un certificat de mise en régime suspensif, subordonné au dépôt par le Contractant ou le Sous-traitant, concomitamment à la remise du certificat d'exonération mentionnée au Paragraphe 49.6.1, d'un engagement écrit :

a) d'utiliser les produits, matériels, matériaux, machines et équipements ainsi que les fournitures, pièces détachées et parties de pièces détachées destinées aux matériels, machines et équipements pour la réalisation des Opérations pétrolières ;

b) de réexporter ou constituer en entrepôt privé particulier suivant les modalités prévues par la législation douanière en vigueur, les équipements, matériels, matériaux, machines, engins spéciaux ou non, outillages et appareils en cause aussitôt que seraient réalisés les travaux ou le chantier pour lesquels ils ont été introduits au Niger ;

c) d'abandonner à l'administration des douanes, les équipements, matériels, matériaux, machines, engins spéciaux ou non, outillages et appareils en cause au cas où ces derniers ne seraient plus susceptibles d'être réutilisés ;

d) de déclarer auprès de l'administration des douanes pour la perception éventuelle de droits, les cas de mise en consommation sur le marché local ou de solliciter auprès de l'Administration des Douanes, l'affectation à d'autres fins que la réalisation des Opérations pétrolières, des équipements, matériels, matériaux, machines, engins spéciaux ou non, outillages et appareils préalablement acquis sous le régime suspensif des droits.

Le non-respect des engagements souscrits conformément aux stipulations du présent Paragraphe 49.6.5, entraîne la déchéance des avantages accordés, la liquidation et le recouvrement par les autorités compétentes des droits dus, sans préjudices des sanc-

tions et pénalités prévues par la réglementation fiscale et douanière en vigueur en République du Niger.

49.7 Mise à la consommation

En cas d'utilisation des biens ayant bénéficié d'exonérations douanières conformément aux dispositions du présent Contrat à des fins autres que les Opérations pétrolières sur l'Autorisation désignée, ou de cession de ces biens à un tiers, le Contractant ou le Sous-traitant est tenu d'acquitter le montant des droits et taxes prévus par la réglementation douanière en vigueur sur la base de leur valeur résiduelle arrêtée en accord avec l'administration des douanes à la date de déclaration de mise à la consommation sans préjudices des sanctions et pénalités prévues par la réglementation douanière en vigueur en République du Niger.

Toutefois, le transfert à l'Etat à titre gratuit des biens mentionnés au Paragraphe précédent ou leur éventuelle cession après transfert à l'Etat ne sera pas considéré comme une mise à la consommation sur le marché local et ne donnera lieu au paiement d'aucun droit de douane ou redevance ni d'aucun droit de mutation.

49.8 Personnel expatrié

Le personnel expatrié employé par le Contractant et ses Sous-traitants et résidant en République du Niger bénéficiera de la franchise des droits et taxes grevant l'importation de ses effets et objets personnels en cours d'usage à l'exclusion des véhicules automobiles, qu'ils peuvent importer sous le régime de l'importation temporaire. La réexportation des dits biens est faite en franchise de tout droit de sortie ou redevance.

49.9 Régime applicable aux Hydrocarbures

La part des Hydrocarbures revenant au Contractant au titre du présent Contrat est exportée en franchise de tout droit de sortie ou redevance. Elle peut également être vendue sur le territoire du Niger en franchise de tous impôts, droits, taxes ou redevance quelle qu'en soit la nature ou la dénomination.

49.10 Régime de droit commun

Sont soumises au régime de droit commun, toutes les importations autres que celles bénéficiant de l'un des régimes spéciaux prévus au présent Article.

49.11 Facilitation des procédures d'importation et d'exportation

Les importations et exportations sont assujetties à toutes les formalités requises par l'Administration des Douanes. Toutefois, à la demande du Contractant, d'une des entités le composant ou des Sous-traitants, et sur proposition du Ministre chargé des hydrocarbures, le Ministre chargé des Finances peut, en tant que de besoin, prendre toutes mesures de nature à accélérer les procédures d'importation ou d'exportation.

A la demande de la Direction générale des Douanes, le Contractant mettra à la disposition de cette dernière un local sur la Zone contractuelle en vue de l'établissement d'un bureau spécial de dédouanement destiné au dédouanement et à la surveillance des importations.

Article 50 - De la Comptabilité

50.1 Procédure comptable

Le Contractant tient sa comptabilité conformément aux dispositions de la procédure comptable faisant l'objet de l'Annexe B.

50.2 Comptabilité en devises

Chaque entité composant le Contractant est autorisée à tenir sa comptabilité en Dollars ou en Euros. De même tous les comptes, livres, relevés et rapports sur la comptabilité des Coûts pétro-

liers seront préparés en français et libellés en Dollars ou en Euros. Les déclarations fiscales annuelles des résultats sont établies en Dollars ou en Euros. Toutefois, il est également remis à l'administration fiscale, à titre informatif, des déclarations annuelles exprimées en Francs CFA. Dans ce cas, les montants figurant dans la déclaration sont convertis en utilisant le taux de change du Jour de clôture de l'Exercice fiscal concerné.

Article 51 - Du Régime des changes

Chaque entité composant le Contractant est soumise à la réglementation des changes en vigueur en République du Niger dans les conditions de droit commun.

Article 52 - Dispositions particulières aux sous-traitants

En ce qui concerne les Sous-traitants, le Contractant est soumis à l'obligation de retenue à la source indiquée au Paragraphe 48.4.

Les Sous-traitants du Contractant qui sont assujettis au paiement de l'impôt direct sur les bénéfices en application des règles de droit commun, peuvent opter pour le régime de la retenue à la source prévue au Paragraphe 48.4, en raison des rémunérations qui leurs sont servies par le Contractant dans le cadre des Opérations pétrolières. Dans ce cas, le Sous-traitant doit renoncer expressément à l'imposition suivant les règles de droit commun et n'est pas tenu de déposer de déclaration statistique et fiscale.

Outre les exonérations dont ils bénéficient conformément aux Paragraphes 48.3. et 49.5, les Sous-traitants pourront également se prévaloir de toutes les exonérations qui leur sont normalement applicables selon les Lois en vigueur et toutes autres lois subséquentes, dont l'entrée en vigueur serait postérieure à la Date d'entrée en vigueur, suivant les limites et sous les réserves prévues auxdites lois.

TITRE VII - DISPOSITIONS DIVERSES

Article 53 - De la surveillance administrative et technique et du contrôle financier

53.1 Exercice du droit de surveillance administrative et technique et de contrôle financier

Le droit de l'Etat en matière de surveillance administrative et technique et de contrôle financier, visé aux articles 130 à 134 du Code pétrolier, est exercé soit en faisant appel aux agents des Ministères concernés ou à ceux de l'Opérateur national, soit par des consultants mandatés par le Ministre chargé des hydrocarbures (ci-après dénommés les "Auditeurs").

53.2 Domaine de la surveillance administrative

53.2.1 La surveillance administrative visée au Paragraphe 53.1 a pour objet le contrôle de la régularité technique de la réalisation des Opérations pétrolières et notamment des conditions :

- a) de conservation de tous Gisements ;
- b) du transport des Hydrocarbures ;
- c) de préservation de la sécurité publique, de la sécurité et de l'hygiène de la main d'œuvre ;
- d) de conservation des édifices, des habitations et des voies de communication ;
- e) de protection de l'Environnement ;
- f) d'usage des sources et nappes aquifères.

53.2.2 L'Etat a en outre le droit de faire examiner et de vérifier, par ses agents ou par des Auditeurs, les registres et livres des comptes relatifs aux Opérations pétrolières conformément aux dispositions de la procédure comptable faisant l'objet de l'Annexe B.

53.3 Droits des agents et Auditeurs

Il est reconnu aux agents de l'Etat et aux Auditeurs mandatés par le Ministre chargé des hydrocarbures, le droit, notamment :

- a) de pénétrer et d'inspecter, à tout moment, les sites, bâtiments, installations, structures, véhicules, navires, aéronefs, matériels, machines et autres équipements utilisés aux fins des Opérations pétrolières ;
- b) de se faire remettre, contre récépissé, tous échantillons d'hydrocarbures, d'eau ou autres substances, aux fins d'analyses et d'assister aux analyses des mêmes réalisées dans les locaux du Titulaire ;
- c) d'examiner et de se faire remettre des copies ou extraits de documents, rapports et autres données relatives aux Opérations pétrolières ;
- d) de procéder à tout examen et enquête nécessaire pour s'assurer du respect des dispositions de la Législation pétrolière et du présent Contrat.

53.4 Procédures de contrôle

53.4.1 Au moins huit (8) Jours ouvrables avant le commencement des opérations de surveillance administrative et technique ou de contrôle financier dans les locaux et sites du Contractant, l'Etat informe le Contractant de la date du début des dites opérations, de leur objet, de l'identité des agents de l'Etat ou des Auditeurs mandatés par ce dernier et de la durée des opérations. Le Contractant peut demander aux agents de l'Etat ou aux Auditeurs mandatés par ce dernier de présenter leurs pièces officielles d'identification et d'habilitation.

53.4.2 Dans l'exercice de leurs attributions, les agents habilités et les Auditeurs mandatés par l'Etat devront se conformer aux règles internes et procédures élaborées par le Contractant pour la gestion de ses établissements durant leur séjour dans ses installations, sans que cette obligation ne puisse constituer une entrave à leur mission.

53.4.3 Le Contractant prête toute l'assistance nécessaire aux agents habilités et aux Auditeurs mandatés par l'Etat. Il est tenu de mettre à leur disposition les moyens nécessaires à l'accomplissement de leur mission conformément aux dispositions du Code pétrolier et de son Décret d'application.

53.4.4 Le Contractant et ses Sous-traitants se soumettent aux mesures justifiées qui peuvent être notifiées pendant les missions d'inspection ou à la suite de ces missions (y compris l'installation, à leurs frais, d'équipements en vue de prévenir ou de faire disparaître les risques de danger que les Opérations pétrolières feraient courir à la sécurité publique, leur personnel, l'Environnement, les sites et réserves archéologiques, les réserves classées, les édifices publics, les sources et nappes aquifères ainsi que les voies publiques) sous réserve que les mesures en question aient pu être discutées de façon contradictoire y compris, le cas échéant, au sein du Comité de gestion.

53.4.5 Le Contractant est également consulté au préalable sur les modalités d'exécution de ces mesures. Le Contractant peut soumettre les dites mesures à la Procédure d'expertise s'il estime que les mesures en questions ne sont pas justifiées ou adaptées. Le recours à la Procédure d'expertise est suspensif.

53.5 Notification en cas d'accident

En cas d'accident grave, le Contractant ou ses Sous-traitants, selon le cas, en informeront les autorités administratives compétentes et le Ministre chargé des hydrocarbures par tous moyens et dans les plus brefs délais. Les frais des déplacements sur les lieux de l'accident desdites autorités et de tous agents désignés à cet effet sont à la charge du Contractant ou du Sous-traitant concerné.

Article 54 - De la Force majeure

54.1 Principe

Lorsqu'une Partie se trouve dans l'impossibilité d'exécuter ses obligations contractuelles, ou ne peut les exécuter qu'avec retard, l'inexécution ou le retard n'est pas considéré comme une violation du présent Contrat s'il résulte d'un cas de Force majeure, à condition toutefois que la preuve du lien de cause à effet entre l'empêchement constaté et le cas de Force majeure invoqué soit dûment rapportée par la Partie qui allègue la Force majeure. La Force majeure ne peut, en aucun cas, être invoquée par une Partie pour se soustraire à l'une quelconque des obligations de paiement résultant du présent Contrat.

54.2 Notion de Force majeure

Aux termes du présent Contrat, doit être entendu comme cas de Force majeure, tout événement imprévisible, irrésistible et extérieur à la Partie qui l'allègue, tel que cause naturelle, épidémie, tremblement de terre, incendie, inondation, émeute, insurrection, troubles civils, sabotage, explosion, faits de guerre ou conditions imputables à la guerre, ayant pour effet d'entraîner l'impossibilité absolue pour la Partie affectée d'exécuter ses obligations contractuelles. L'intention des Parties est que l'expression Force majeure reçoive l'interprétation la plus conforme aux principes et usages du droit international, notamment celle consacrée par la Commission du droit international de l'Organisation des Nations Unies.

54.3 Procédure

54.3.1 Lorsqu'une Partie estime qu'elle se trouve empêchée de remplir ses obligations en raison d'un cas de Force majeure, elle doit immédiatement notifier à l'autre Partie cet empêchement et en indiquer les raisons (- la Notification de Force majeure"). Toutefois, l'autre Partie peut notifier à la Partie affectée son désaccord sur l'existence du cas de Force majeure allégué dans un délai maximum de quinze (15) Jours à compter de la date de la Notification de Force majeure (la - Notification de différend de Force majeure"). Dès réception de la Notification de différend de Force majeure, la Partie qui l'invoque convoque un Comité de gestion en vue de parvenir à un accord unanime sur le sujet. En cas de désaccord persistant, le différend peut être résolu conformément à la procédure de règlement des litiges prévue à l'Article 58. À compter de la réception de la Notification de Force majeure par l'autre Partie, cette notification produit les effets stipulés au Paragraphe 54.1 et ce, le cas échéant, jusqu'au règlement définitif d'un éventuel différend.

54.3.2 Dès la cessation de l'événement constituant le cas de Force majeure, la Partie affectée doit prendre toutes dispositions utiles pour assurer dans des délais raisonnables la reprise normale de l'exécution des obligations affectées. Les obligations autres que celles affectées par la Force majeure devront continuer à être remplies conformément aux stipulations du Contrat.

54.4 Extension des délais

Lorsque, par un cas de Force majeure, l'exécution de tout ou partie des obligations du Contrat est retardée, la durée du retard est ajoutée au délai prévu par le Contrat pour l'exécution des obligations affectées et, le cas échéant, à la durée du Contrat, mais seulement en ce qui concerne la Zone contractuelle affectée par le cas de Force Majeure. La durée du retard est augmentée du délai de réparation du matériel et des installations nécessaires à la reprise des Opérations pétrolières lorsque la Partie affectée se trouve dans l'impossibilité de reprendre les obligations affectées s'il n'est pas procédé à ces réparations.

54.5 Fin du Contrat

Lorsque le cas de Force majeure dure depuis plus d'un an, les Parties peuvent, par accord mutuel, convenir de mettre fin au

présent Contrat en ce qui concerne la Zone contractuelle concernée. Dans ce cas, le Contractant est tenu d'accomplir toutes les opérations prévues par le Contrat en cas de cessation d'activité à l'intérieur de la Zone contractuelle sous réserve que l'exécution de ces opérations ne soit pas empêchée par la Force majeure.

Article 55 - Des sanctions et de la résiliation du contrat

55.1 Défaillance du Contractant

Au cas où le Contractant commet l'un des manquements énumérés au Paragraphe 55.2 (un "Manquement") et ne parvient pas à y remédier ou à le réparer dans le Délai de remédiation prévu au Paragraphe 55.3, l'Etat sera en droit de résilier l'Autorisation au titre de laquelle le Manquement est imputé (l'"Autorisation visée"), conformément et sous réserve des stipulations du présent article.

Au sens du présent Article, un Manquement constitué par la défaillance à prendre une action dans un délai antérieur précis sera considéré comme réparé ou remédié et ne donnera pas lieu à l'application des sanctions prévues au présent Article si le Contractant prend cette action à tout moment avant la notification prévue au Paragraphe 55.3 ou pendant le Délai de remédiation prévu audit Paragraphe (augmenté, le cas échéant, de la durée de la Procédure d'expertise ou d'arbitrage tendant au règlement d'un éventuel différend portant sur les obligations du Contractant relativement à cette action).

Un Manquement qui, de par sa nature, ne peut être réparé, peut, au choix de l'Etat et sous réserve que ce Manquement ne soit pas de nature à compromettre définitivement la poursuite des relations contractuelles, être remédié et de ce fait considéré comme réparé par le paiement d'une compensation pour dommages directs résultant de ce Manquement (tel que déterminé à l'article 588 ou par accord mutuel).

Sans préjudice de ce qui précède, l'État n'aura pas le droit de résilier une Autorisation dans les cas de Manquements suivants :

- a) s'ils se produisent pendant ou sont consécutifs à un cas de Force majeure conformément aux stipulations de l'article 544 ;
- b) s'ils sont la conséquence d'un manquement de l'Etat dans l'exécution de ses obligations telles qu'elles sont prévues dans le Contrat.

55.2 Cas de Manquements

Les cas de Manquements, sous réserve du Paragraphe 55.1, pouvant donner lieu à la résiliation de l'Autorisation visée sont limités aux cas suivants :

- a) les Manquements visés aux Paragraphes 8.1.5, 10.1c) et 14.1.2 ;
- b) le Contractant arrête les Opérations d'exploitation pendant une période de quinze (15) Jours consécutifs, sans que cet arrêt ne soit justifié par un cas de Force majeure ou par des raisons techniques, opérationnelles, commerciales ou de sécurité entérinées par le Comité de gestion, agissant raisonnablement ;
- c) le Contractant manque de mettre à la disposition de l'Etat dans les délais prévus au Contrat, la quote-part de la production lui revenant, dans le cas où l'Etat a opté pour un versement en nature de la Redevance ad valorem ou du Tax oil ;
- d) le Contractant manque à ses obligations relatives au paiement de toute somme d'argent au bénéfice de l'Etat stipulées dans ce Contrat ;
- e) le Contractant ou une entité composant le Contractant cède des droits et obligations dans l'Autorisation visée ou fait l'objet d'un changement de Contrôle, en violation des stipulations du Contrat ;

f) à l'exception des fusions, scissions, apports partiels d'actifs ou de toutes autres formes de restructurations, sous réserve que de telles fusions, scissions, apports partiels d'actifs ou restructurations ne soient pas contraire aux Lois en vigueur, aient été préalablement approuvées par l'Etat lorsqu'une telle approbation est requise par les dispositions du Contrat ou de la Législation pétrolière relatives aux cessions et changements de Contrôle, et n'affectent pas la capacité de l'entité fusionnée ou restructurée à exécuter les obligations mises à sa charge par le Contrat, si l'un des événements ci-après survient :

(1) les Actionnaires d'une entité composant le Contractant ou d'une société qui a le Contrôle d'une entité composant le Contractant, prennent une résolution en vue de la liquidation de cette entité ;

(2) une entité composant le Contractant ou une société qui a le Contrôle d'une entité composant le Contractant dépose son bilan ;

(3) une entité composant le Contractant ou une société qui a le Contrôle d'une entité composant le Contractant fait l'objet d'une procédure collective d'apurement de son passif, sans préjudice des dispositions du Paragraphe 55.4.1 ci-après ;

g) tout autre manquement répété et significatif du Contractant à l'une quelconque de ses obligations essentielles au titre du Contrat, de la Législation pétrolière ou des Lois en vigueur, relatif à l'Autorisation visée, qui porte atteint à l'ordre public d'une manière telle que la poursuite des relations contractuelles est définitivement compromise. En cas de contestation par le Contractant du bien-fondé de l'avis de l'Etat, le litige sera résolu conformément à la procédure de règlement des litiges prévue à l'Article 588. Le tribunal arbitral saisit statuera sur ce point en amiable compositeur et ex aequo et bono.

55.3 Notification

Les Manquements énumérés au Paragraphe 55.2 donnent droit à l'Etat d'entamer la procédure de résiliation de l'Autorisation visée par l'envoi d'une mise en demeure adressée au Contractant et qui indique de manière précise :

a) les Manquements invoqués pour lesquels la mise en demeure est envoyée ;

b) l'intention de l'Etat de résilier l'Autorisation visée si dans le délai prescrit par cette mise en demeure (le "Délai de Remédiation") qui tient compte de la nature du Manquement et qui ne peut être inférieur à quarante-cinq (45) Jours, le Contractant n'a pas entrepris de remédier aux Manquements invoqués. Le délai de quarante-cinq (45) ci-dessus est exceptionnellement réduit à trente (30) Jours pour les cas visés aux alinéas (c) et (d) du Paragraphe 55.2 ci-dessus.

55.4 Retrait

55.4.1 Si le Contractant n'a pas entrepris de remédier au Manquement invoqué dans le délai imparti, l'Etat peut envoyer une notification de carence et prononcer le retrait de l'Autorisation visée, sous réserve de la procédure suivante :

a) si le Manquement invoqué est de nature technique, le Contractant peut recourir à la Procédure d'expertise dans le délai imparti pour remédier au Manquement, auquel cas le délai pour réparer ce Manquement est suspendu jusqu'à ce que l'expert rende son avis sur l'existence de ce Manquement ; et

b) si le manquement est l'un des Manquements visés aux alinéas (e) ou (f) du Paragraphe 55.2, le Manquement sera considéré comme étant remédié si des entités composant le Contractant autres que l'entité défaillante s'engagent à reprendre et à assurer les droits et obligations de l'entité défaillante et justifient des capacités techniques et financières nécessaires à cet effet. Dans ce cas le transfert

effectif desdits droits et obligations devra être poursuivi avec toute la diligence requise. Les stipulations du présent alinéa ne peuvent être interprétées comme constituant une exception ou dérogation à l'application des dispositions du Contrat prescrivant l'autorisation préalable par l'Etat des cessions ou changement de Contrôle de toute entité composant le Contractant, notamment celles de l'article 300 ci-dessus. La remédiation du Manquement dans les conditions prévues au présent alinéa ne peut être interprétée comme : (i) constituant, de la part de l'Etat une approbation implicite ou explicite de la cession ou du changement de Contrôle intervenu en violation des dispositions du Contrat ; (ii) étant de nature à conférer au cessionnaire ayant acquis ses droits en violation des dispositions du Contrat, la qualité d'entité membre du Contractant.

56.4.2 L'Etat n'aura aucun droit de résilier l'un quelconque des droits au titre de l'Autorisation visée concernant tout Manquement pour lequel il n'aura pas accordé au Contractant un délai minimum de quarante-cinq (45) Jours si cela est requis par le Paragraphe 55.3 pour remédier audit Manquement, sauf dans le cas des Manquements visés aux alinéas (c) et (d) du Paragraphe 55.2 pour lesquels le délai minimum est de trente (30) Jours.

56.4.3 Sauf stipulation contraire du Contrat, tout Manquement visé aux alinéas (e) ou (f) du Paragraphe 55.2 ne donnera droit à l'Etat de résilier les droits relatifs à l'Autorisation visée qu'en ce qui concerne l'entité constituant le Contractant qui a été à l'origine de ce Manquement et les droits concernant toutes les autres entités constituant le Contractant ne seront pas affectés.

55.5 Effets de la résiliation

55.5.1 La décision de résilier une Autorisation Visée prise au titre du présent Contrat ne saurait constituer une cause d'exonération ou de réduction de la responsabilité encourue par le Contractant en vertu du Contrat ou de toute autre Loi en vigueur.

55.5.2 Le retrait de l'Autorisation exclusive de recherche ou de l'une quelconque des Autorisations exclusives d'exploitation régies par le présent Contrat entraîne la résiliation de plein droit du Contrat mais seulement en ce qui concerne l'Autorisation visée.

55.6 Règlement des différends

Tout différend portant sur l'existence, la nature ou la matérialité du Manquement invoqué ou sur le retrait de l'Autorisation exclusive de recherche ou de l'une quelconque des Autorisations exclusives d'exploitation et la résiliation du Contrat est susceptible du recours à l'arbitrage conformément aux stipulations de l'article 588 ci-dessous et le Délai de Remédiation ne commencera pas à courir avant le règlement définitif du litige.

55.7 Sanctions

55.7.1 Conformément au Code pétrolier, le Contractant encourt par ailleurs les sanctions civiles et pénales prévues par les Lois en vigueur en cas de violation des Lois en vigueur, notamment celles relatives à la protection de l'Environnement et aux établissements classés dangereux, insalubres ou incommodes. Il ne peut être exonéré de sa responsabilité en raison de la participation de l'Etat à l'Autorisation exclusive de recherche ou à l'Autorisation exclusive d'exploitation concernée, quelle que soit la forme ou la nature juridique de cette participation.

55.7.2 La constatation des infractions sanctionnées conformément aux dispositions de la Législation pétrolière et aux stipulations du présent article est effectuée en vertu des Lois en vigueur.

Article 56 - De la solidarité

Sauf stipulation contraire et expresse du présent Contrat, l'Etat et le contractant sont solidiairement responsables des obligations résultant du présent Contrat relativement à chaque autorisation.

Article 57 - Droit applicable et stabilisation des conditions

57.1 Droit applicable

Il est expressément convenu que pendant toute la durée de validité du présent Contrat, la Législation pétrolière, les autres Lois en vigueur et le présent Contrat constituent le droit applicable. En cas de contradiction ou d'incompatibilité entre les dispositions du présent Contrat et celles de la Législation pétrolière ou des Lois en vigueur, les dispositions de la Législation pétrolière ou des Lois en vigueur prévalent.

57.2 Stabilisation

57.2.1 Pendant toute la durée de validité du présent Contrat, l'Etat assure qu'il ne sera pas fait application au Contractant, sans son accord préalable, d'une modification à la Législation pétrolière ou aux Lois en vigueur ayant pour effet :

a) d'aggraver, directement ou par voie de conséquence, immédiatement ou à terme, les obligations et charges imposées au Contractant par les dispositions de la Législation pétrolière, des Lois en vigueur ou les stipulations du présent Contrat ;

b) de porter atteinte aux droits et avantages économiques ou fiscaux du Contractant résultant de la Législation pétrolière, des Lois en vigueur et du présent Contrat.

57.2.2 En cas de changement apporté par l'Etat aux Lois en vigueur dont l'application au Contrat aurait pour effet d'en modifier les conditions économiques et financières, les obligations et charges ainsi que les droits et avantages, les Parties conviendront des modifications à apporter au présent Contrat afin d'en préserver l'économie. Les modifications à apporter au Contrat ne pourront en tout état de cause diminuer les droits ou augmenter les obligations du Contractant tels que convenus à la Date d'entrée en vigueur.

57.2.3 A défaut d'accord entre les Parties dans un délai de quatre-vingt-dix (90) Jours à compter de la date de l'ouverture des négociations en vue de l'adoption des amendements nécessités par les changements mentionnés dans ce Paragraphe, lesdits changements ne s'appliqueront pas au Contractant.

57.2.4 Les stipulations des Paragraphes 57.2.1 à 57.2.3 ne sont pas applicables aux modifications apportées à la législation en vigueur relative au droit social, au droit du travail à la protection de l'Environnement et du patrimoine culturel et aux dispositions particulières y relatives de la Législation pétrolière, lesquelles s'appliquent mutatis mutandis au présent Contrat sous réserve qu'elles soient conformes aux règles en usage dans l'industrie pétrolière internationale. Tout différend sur la conformité de ces modifications aux règles en usage dans l'industrie pétrolière internationale est réputé être un différend technique.

Article 58 - Du règlement des différends

Les Parties conviennent de tout mettre en œuvre pour trouver directement par elles-mêmes ou au sein du Comité de gestion, un règlement amiable à tout différend qui pourrait naître entre elles dans le cadre du Contrat ou en relation avec celui-ci.

Article 59 - Notifications et Paiements

59.1 Mode de transmission

Toutes communications ou notifications prévues au présent Contrat doivent être faites par lettre recommandée avec accusé de réception, par lettre au porteur contre décharge, ou par télex, télécopie ou courriel confirmé par lettre recommandée avec accusé de réception ou par lettre au porteur contre décharge.

59.2 Adresses

a) Les notifications à l'Etat doivent être faites à l'adresse ci-dessous :

Ministère du pétrole

Boîte postale 11700, Niamey, Niger

Tél. (227) 20 73 45 82 ; (227) 20 72 38 51; (227) 20 73 39 69

Fax : (227) 20 73 27 59

b) Les notifications au Contractant doivent être faites à l'adresse ci-dessous :

Société nigérienne de pétrole (SONIDEP S.A),

Avenue Abdoulaye Fadiga, BP 11702, Niamey

République du Niger

Tout changement d'adresse de l'une des Parties doit être notifié par écrit dans les formes ci-dessus à l'autre Partie.

59.3 Calcul des délais

Lorsqu'un délai stipulé au présent Contrat pour l'accomplissement d'une obligation vient à expiration un Jour non ouvrable, la date limite pour l'accomplissement de cette obligation est reportée au premier Jour ouvrable suivant.

59.4 Pouvoirs

Les documents signés par une personne autre que les mandataires sociaux du Contractant, doivent être accompagnés des pouvoirs habilitant le signataire à engager le Contractant.

59.5 Des paiements effectués par le Contractant ou par toute entité membre du Contractant à l'Etat

Tout paiement dû à l'Etat en vertu des stipulations du présent Contrat sera effectué, suivant le cas, dans un Compte agréé dans les livres du Trésor public, dont les coordonnées seront communiquées au Contractant par courrier établi sur papier en-tête officiel du Ministère en charge des hydrocarbures et dûment cacheté et signé, dans les délais prévus auxdits articles.

Les paiements en espèce au titre de la Redevance ad valorem et du Tax oil seront effectués dans un Compte du trésor public ouvert dont les coordonnées seront communiquées au Contractant dans l'état de liquidation mensuel de la Redevance ad valorem et du Tax oil qui lui sera adressé par l'Etat en application des stipulations du Paragraphe 42.3.1.

59.6 Des paiements effectués par le Contractant ou par toute entité membre du Contractant à l'Opérateur national

Les stipulations du Paragraphe 59.5 concernant les paiements en espèce au titre de la Redevance ad valorem et du Tax oil demeurent applicables même dans le cas où la Participation Publique est détenue par l'Opérateur national.

Tous autres paiements effectués par le Contractant à l'attention de l'Opérateur national notamment au titre du Cost oil et du Profit oil résultant de la Participation Publique sont soumis à la procédure décrite au Paragraphe 59.7 ci-après, dès lors que ces paiements ne sont pas effectués dans un compte ouvert au nom de l'Opérateur national dans les livres du Trésor public. Les paiements peuvent se faire dans les livres réputés appartenir à l'Opérateur national.

59.7 Des paiements effectués par le Contractant à toute personne physique ou morale autre que l'Etat

Sauf accord contraire entre les Parties, la procédure suivante s'applique à tout paiement devant être effectué par le Contractant ou par toute entité membre du Contractant à une personne physique ou morale autre que l'Etat :

a) Au plus tard huit (8) Jours ouvrables avant la date d'échéance du paiement concerné telle que stipulée au présent Contrat, l'Etat fournira au Contractant, sur papier en-tête officiel du Ministère en charge des hydrocarbures et dûment cacheté et signé, les détails du compte du bénéficiaire qui devra être ouvert dans les livres d'un établissement bancaire dûment agréé pour l'exercice de l'activité d'établissement bancaire ou de crédit selon les lois du lieu du siège de cet établissement bancaire ;

b) L'Etat annexera au document visé au Paragraphe 59.7 (a) ci-dessus une attestation écrite du bénéficiaire dans laquelle celui-ci :

i) confirme : a. qu'il n'est ni un conjoint, ni un descendant, ni un descendant, ni un affilié d'un Agent Public, qu'aucun Agent public ne détient une participation, des droits ou intérêts de quelque nature que ce soit dans le capital du bénéficiaire, à l'endroit du bénéficiaire, envers le bénéficiaire ou en relation avec le bénéficiaire, ses actionnaires, propriétaires ou dirigeants ; b. qu'aucun Agent public n'a reçu ou ne recevra une partie du montant à payer ; c. qu'aucun Agent public ne fournit des services ou prestations de quelque nature que ce soit en rapport avec le contrat qui le lie à l'Etat ;

ii) s'engage à ne pas céder et se porte fort de ce que ses actionnaires, associés ou affiliés ne cèdent des intérêts, droits, titres en relation avec le bénéficiaire et/ou le paiement effectué à un Agent public après réception dudit paiement.

c) Après réception de l'ensemble des documents visés aux Paragraphes 59.7 (a) et 59.7 (b) ci-dessus, le Contractant paiera les sommes dues conformément aux stipulations du présent Contrat. Tout retard dans la fourniture de ces informations dans les délais prescrits aura pour effet de prolonger les délais de paiement des sommes concernées de la durée dudit retard.

Article 60. Des Documents contractuels, de la langue et de la monnaie du contrat

60.1 Langue

60.1.1 Le présent Contrat est rédigé uniquement en langue française.

60.1.2 Tous rapports ou autres documents établis ou à établir en application du présent Contrat doivent être rédigés en langue française.

60.1.3 Si une traduction dans une langue autre que celle du présent Contrat est faite, elle l'est dans le but exclusif d'en faciliter l'application. En cas de contradiction entre le texte en langue française et tout texte rédigé dans une autre langue, le texte français prévaut.

60.2 Avenants

Le présent Contrat ne pourra être l'objet d'un avenant ou d'une révision, ni être changé ou complété si ce n'est par un document écrit, signé par le Ministre chargé des hydrocarbures et par le Contractant et préalablement approuvé par le Conseil des Ministres.

60.3 Interprétation

En cas de contradiction entre l'une quelconque des stipulations du corps du Contrat et de celles des Annexes, les stipulations du corps du Contrat prévaudront à moins qu'il ne soit expressément prévu autrement. Le corps du Contrat et ses Annexes constituent l'intégralité du Contrat entre les Parties en ce qui concerne les sujets qu'ils contiennent et prévaudront sur tous autres contrats et actions, verbaux ou écrits, qui y sont relatifs intervenus entre les Parties ou leurs sociétés affiliées.

60.4 Monnaie de compte et révision

Sauf stipulation contraire du présent Contrat, les sommes figurant au présent Contrat, sont exprimées en devises constantes du mois de la Date d'entrée en vigueur, étant précisé que les montants sont révisés à la fin de chaque Année civile à compter de la Date d'entrée en vigueur. La révision s'effectue en multipliant chacun des montants concernés par le facteur :

In/Ini

Avec :

a) "In- : l'indice d'inflation figurant à l'index mensuel du "US Consumer Prices- révisé chaque trimestre, tel qu'il apparaît à la publication "International financial statistics- du Fonds monétaire international pour le mois de l'Année civile pendant laquelle l'ajustement est effectué, correspondant au mois de la Date d'entrée en vigueur ;

b) "Ini- : le même indice d'inflation que celui mentionné au point a) du présent Paragraphe, pour le mois de l'Année civile précédent celle pendant laquelle l'ajustement en question est réalisé, correspondant au mois de la Date d'entrée en vigueur.

Fait à Niamey, le 25 mars 2024

En deux (2) exemplaires originaux

Pour l'Etat

M. Barké B.M. Moustapha

Ministre du Pétrole

Pour le Contractant

M. Hassane Seibou Ali

Directeur Général de la SONIDEP

ANNEXES AU CONTRAT DE PARTAGE DE PRODUCTION

DATE [25/03/2024]

Entre

LA REPUBLIQUE DU NIGER

Et

LA SOCIETE NIGERIENNE DE PETROLE SA

portant sur les blocs

R5, R6, R7

ANNEXE A

Délimitation de la zone contractuelle de recherche

La Zone contractuelle de l'Autorisation exclusive de recherche (d'une superficie totale réputée égale à environ 10 929 kilomètres carrés) est composée du Bloc R5, du Bloc R6 et du Bloc R7 dont les coordonnées sont comme suit :

Bloc R5 :

Le Bloc R5 est d'une superficie d'environ 2 691 km² et ses coordonnées sont les suivantes :

| Points | Latitude | Longitude |
|---------------|-----------------|------------------|
| 1 | 16° 22' 13" | 12° 15' 29" |
| 2 | 16° 22' 13" | 12° 21' 32" |
| 3 | 16° 11' 34" | 12° 21' 32" |

| | | |
|----|-------------|-------------|
| 4 | 16° 11' 34" | 12° 26' 09" |
| 5 | 16° 06' 48" | 12° 26' 09" |
| 6 | 16° 06' 48" | 12° 31' 04" |
| 7 | 16° 01' 55" | 12° 31' 04" |
| 8 | 16° 01' 55" | 12° 41' 42" |
| 9 | 15° 51' 42" | 12° 41' 42" |
| 10 | 15° 51' 42" | 12° 49' 51" |
| 11 | 15° 43' 52" | 12° 49' 51" |
| 12 | 15° 43' 52" | 12° 56' 00" |
| 13 | 15° 37' 29" | 12° 56' 00" |
| 14 | 15° 37' 29" | 12° 59' 00" |
| 15 | 15° 34' 00" | 12° 59' 00" |
| 16 | 15° 34' 00" | 13° 02' 00" |
| 17 | 15° 31' 00" | 13° 02' 00" |
| 18 | 15° 31' 00" | 13° 03' 00" |
| 19 | 15° 29' 00" | 13° 03' 00" |
| 20 | 15° 29' 00" | 13° 04' 00" |
| 21 | 15° 28' 00" | 13° 04' 00" |
| 22 | 15° 28' 00" | 13° 05' 00" |
| 23 | 15° 27' 29" | 13° 05' 00" |
| 24 | 15° 27' 29" | 12° 58' 00" |
| 25 | 15° 22' 19" | 12° 58' 00" |
| 26 | 15° 22' 19" | 12° 53' 34" |
| 27 | 15° 27' 26" | 12° 53' 34" |
| 28 | 15° 27' 26" | 12° 49' 05" |
| 29 | 15° 37' 20" | 12° 49' 05" |
| 30 | 15° 37' 20" | 12° 42' 25" |
| 31 | 15° 31' 04" | 12° 42' 25" |
| 32 | 15° 31' 04" | 12° 37' 43" |
| 33 | 15° 35' 19" | 12° 37' 43" |
| 34 | 15° 35' 19" | 12° 31' 05" |
| 35 | 15° 49' 46" | 12° 31' 05" |
| 36 | 15° 49' 46" | 12° 27' 12" |
| 37 | 15° 51' 45" | 12° 27' 12" |
| 38 | 15° 51' 45" | 12° 23' 03" |
| 40 | 15° 54' 31" | 12° 23' 03" |
| 41 | 15° 54' 31" | 12° 20' 00" |
| 42 | 16° 00' 00" | 12° 20' 00" |
| 43 | 16° 00' 00" | 12° 14' 29" |
| 44 | 16° 03' 16" | 12° 14' 29" |
| 45 | 16° 03' 16" | 12° 18' 16" |
| 46 | 16° 07' 11" | 12° 18' 16" |
| 47 | 16° 07' 11" | 12° 13' 24" |
| 48 | 16° 17' 11" | 12° 13' 24" |

| | | |
|--|----------------------|---------------------|
| 49 | 16° 17' 11" | 12° 07' 03" |
| 50 | 16° 34' 45" | 12° 07' 03" |
| 51 | 16° 34' 45" | 12° 13' 24" |
| 52 | 16° 38' 55" | 12° 13' 24" |
| 53 | 16° 38' 55" | 12° 19' 56" |
| 54 | 16° 30' 19" | 12° 19' 56" |
| 55 | 16° 30' 19" | 12° 15' 29" |
| Du périmètre ci-dessus sont exclus les périmètres suivants : | | |
| Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| A | 12°56' | 15°40' |
| B | 12°54' | 15°40' |
| C | 12°54' | 15°36' |
| D | 12°55' | 15°36' |
| E | 12°55' | 15°34' |
| F | 12°56' | 15°34' |
| Sokor | 12°56' | 15°31' |
| | 12°57' | 15°31' |
| | 12°57' | 15°30' |
| | 12°58' | 15°30' |
| | 12°58' | 15°33' |
| | 12°57' | 15°33' |
| | 12°57' | 15°36' |
| | 12°56' | 15°36' |
| | | |
| Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| A | 12°34' | 16°01' |
| B | 12°33' | 16°01' |
| C | 12°33' | 15°57' |
| D | 12°34' | 15°57' |
| Goumeri | 12°34' | 15°56' |
| | | |
| Goumeri E | 12°35' | 15°56' |
| | 12°35' | 15°55' |
| | 12°37' | 15°55' |
| | 12°37' | 15°57' |
| | 12°38' | 15°57' |
| | 12°38' | 15°56' |
| | 12°39' | 15°56' |
| | 12°39' | 15°59' |
| | 12°38' | 16°00' |
| | 12°37' | 16°00' |
| | 12°37' | 15°58' |
| | 12°36' | 15°58' |
| | 12°35' | 15°59' |

| | | | |
|-----------------|---------------|----------------------|---------------------|
| | U | 12°35' | 16°00' |
| | V | 12°34' | 16°00' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| | A | 12°45' | 15°51'41.7523"N |
| | B | 12°44' | 15°51'41.7523"N |
| | C | 12°44' | 15°49' |
| | D | 12°45' | 15°49' |
| | E | 12°45' | 15°47' |
| | F | 12°46' | 15°47' |
| | G | 12°46' | 15°44' |
| | H | 12°47' | 15°44' |
| <i>Agadi</i> | I | 12°47' | 15°41' |
| <i>Agadi E</i> | J | 12°48' | 15°41' |
| | K | 12°48' | 15°39' |
| | L | 12°50' | 15°39' |
| | M | 12°50' | 15°41' |
| | N | 12°49' | 15°41' |
| | O | 12°49' | 15°45' |
| | P | 12°49'50.9851" | 15°44'59.9915" |
| | Q | 12°49'50.8358" | 15°47'59.9913" |
| | R | 12°49' | 15°48?" |
| | S | 12°49' | 15°49' |
| | T | 12°46' | 15°49' |
| | U | 12°46' | 15°50' |
| | V | 12°45' | 15°50' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| | A | 12°25' | 16°11' |
| | B | 12°23' | 16°11' |
| | C | 12°23' | 16°10' |
| | D | 12°24' | 16°10' |
| <i>Tairas</i> | E | 12°24' | 16°08' |
| | F | 12°26' | 16°08' |
| | G | 12°26' | 16°10' |
| | H | 12°25' | 16°10' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| | A | 12°24' | 16°8' |
| | B | 12°23' | 16°8' |
| | C | 12°23' | 16°6' |
| <i>Tairas S</i> | D | 12°24' | 16°6' |
| | E | 12°24' | 16°5' |
| | F | 12°26' | 16°5' |
| | G | 12°26' | 16°7' |
| | H | 12°24' | 16°7' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |

| | | | |
|-----------------|---------------|----------------------|---------------------|
| | A | 12°30' | 16°02' |
| | B | 12°27' | 16°02' |
| | C | 12°27' | 16°01' |
| | D | 12°23' | 16°01' |
| | E | 12°23' | 16°00' |
| | F | 12°22' | 16°00' |
| | G | 12°22' | 15°59' |
| | H | 12°21' | 15°59' |
| | I | 12°21' | 16°03' |
| | J | 12°19' | 16°03' |
| | K | 12°19' | 16°00' |
| | L | 12°20' | 16°00' |
| | M | 12°20' | 15°58' |
| | N | 12°21' | 15°58' |
| <i>Dougoulé</i> | O | 12°21' | 15°56' |
| <i>Mouskara</i> | P | 12°22' | 15°56' |
| | Q | 12°22' | 15°55' |
| | R | 12°23'02.9876" | 15°55' |
| | S | 12°23'03.1702" | 15°54' |
| | T | 12°24' | 15°54' |
| | U | 12°24' | 15°52' |
| | V | 12°25' | 15°52' |
| | W | 12°25' | 15°53' |
| | X | 12°30' | 15°53' |
| | Y | 12°30' | 15°55' |
| | Z | 12°33' | 15°55' |
| | A1 | 12°33' | 15°56' |
| | B1 | 12°32' | 15°56' |
| | C1 | 12°32' | 15°58' |
| | D1 | 12°31' | 15°58' |
| | E1 | 12°31' | 16°00' |
| | F1 | 12°30' | 16°00' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| | A | 12°34' | 15°46 |
| | B | 12°32' | 15°46' |
| <i>Jaouro</i> | C | 12°32' | 15°44' |
| | D | 12°33' | 15°44' |
| | E | 12°33' | 15°43' |
| | F | 12°34' | 15°43' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| | A | 12°35' | 15°50' |
| | B | 12°34' | 15°50' |
| | C | 12°34' | 15°47' |
| | D | 12°35' | 15°47' |

| <i>Faringa W</i> | | |
|--|-------------|---------------|
| | E | Longitude (E) |
| | | Latitude (N) |
| | E | 12°35' |
| | F | 12°37' |
| | G | 12°37' |
| | H | 12°36' |
| | I | 12°36' |
| | J | 12°35' |
| <i>Points</i> <i>Longitude (E)</i> <i>Latitude (N)</i> | | |
| A | 12°40' | 15°52' |
| B | 12°38' | 15°52' |
| C | 12°38' | 15°49' |
| D | 12°39' | 15°49' |
| E | 12°39' | 15°47' |
| F | 12°40' | 15°47' |
| G | 12°40' | 15°46' |
| H | 12°41' | 15°46' |
| I | 12°41' | 15°45' |
| J | 12°43' | 15°45' |
| K | 12°43' | 15°47' |
| L | 12°42' | 15°47' |
| M | 12°42' | 15°48' |
| N | 12°41' | 15°48' |
| O | 12°41' | 15°50' |
| P | 12°40' | 15°50' |
| <i>Points</i> <i>Longitude (E)</i> <i>Latitude (N)</i> | | |
| A | 12°35' | 15°41' |
| B | 12°34' | 15°41' |
| C | 12°34' | 15°40' |
| D | 12°33' | 15°40' |
| E | 12°33' | 15°39' |
| F | 12°31'5.00" | 15°39' |
| G | 12°31'5.00" | 15°38' |
| H | 12°32' | 15°38' |
| I | 12°32' | 15°37' |
| J | 12°36' | 15°37' |
| K | 12°36' | 15°39' |
| L | 12°35' | 15°39' |
| <i>Points</i> <i>Longitude (E)</i> <i>Latitude (N)</i> | | |
| A | 12°41' | 15°44' |
| B | 12°39' | 15°44' |
| C | 12°39' | 15°43' |
| D | 12°38' | 15°43' |
| E | 12°38' | 15°44' |
| F | 12°36' | 15°44' |
| G | 12°36' | 15°43' |

| <i>Gololo</i> | | |
|--|--------|-----------------|
| | H | Longitude (E) |
| | I | Latitude (N) |
| | J | 12°38' |
| | K | 12°38' |
| | L | 12°39' |
| | M | 12°39' |
| | N | 12°40' |
| | O | 12°40' |
| | P | 12°39' |
| | Q | 12°39' |
| | R | 12°40' |
| | S | 12°40' |
| | T | 12°42' |
| | U | 12°42' |
| | V | 12°41' |
| | W | 12°41' |
| | X | 12°43' |
| | Y | 12°43' |
| | Z | 12°42' |
| | A1 | 12°42' |
| | B1 | 12°41' |
| <i>Points</i> <i>Longitude (E)</i> <i>Latitude (N)</i> | | |
| C1 | 12°46' | 15°40' |
| D1 | 12°45' | 15°40' |
| E1 | 12°45' | 15°37'20.6009"N |
| F1 | 12°46' | 15°37'20.6670"N |
| <i>Sokor SW</i> | | |
| <i>Points</i> <i>Longitude (E)</i> <i>Latitude (N)</i> | | |
| A | 12°55' | 15°30' |
| B | 12°53' | 15°30' |
| C | 12°53' | 15°28' |
| D | 12°55' | 15°28' |
| <i>Sokor SD</i> | | |
| <i>Points</i> <i>Longitude (E)</i> <i>Latitude (N)</i> | | |
| A | 12°55' | 15°26' |
| B | 12°54' | 15°26' |
| C | 12°54' | 15°23' |
| D | 12°56' | 15°23' |
| E | 12°56' | 15°25' |
| F | 12°55' | 15°25' |
| <i>Sokor SE</i> | | |
| <i>Points</i> <i>Longitude (E)</i> <i>Latitude (N)</i> | | |
| A | 12°18' | 16°37' |
| B | 12°17' | 16°37' |
| C | 12°17' | 16°34' |

| | D | 12°18' | 16°34' |
|-------------------|--------|-----------------|-----------------|
| | E | 12°18' | 16°33' |
| <i>Ourtinga</i> | F | 12°19'56.6885"E | 16°33' |
| | G | 12°19'56.2751"E | 16°34'59.9974" |
| | H | 12°19' | 16°35' |
| | I | 12°19' | 16°36' |
| | J | 12°18' | 16°36' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| | A | 12°10' | 16°34'45.0678"N |
| | B | 12°08' | 16°34'44.5779"N |
| | C | 12°08' | 16°32' |
| | D | 12°07'02.7856"E | 16°32' |
| <i>Imari E</i> | E | 12°07'03.0581"E | 16°31' |
| | F | 12°08' | 16°31' |
| | G | 12°08' | 16°30' |
| | H | 12°09' | 16°30' |
| | I | 12°09' | 16°32' |
| | J | 12°10' | 16°32' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| | A | 12°09' | 16°29' |
| <i>Imari SE</i> | B | 12°07'03.7101" | 16°29'00.0157" |
| | C | 12°07'04.2528" | 16°27'00.0179" |
| | D | 12°09' | 16°27' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| | A | 12°12' | 16°24' |
| | B | 12°10' | 16°24' |
| <i>Imari S</i> | C | 12°10' | 16°21' |
| | D | 12°12' | 16°21' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| | A | 12°15'27.5728"E | 16°23' |
| | B | 12°14' | 16°23' |
| | C | 12°14' | 16°21' |
| <i>Dinga</i> | D | 12°15' | 16°21' |
| | E | 12°15' | 16°20' |
| | F | 12°16' | 16°20' |
| | G | 12°16' | 16°22'13.1151"N |
| | H | 12°15'27.5728"E | 16°22'13.1151"N |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| | A | 12°20' | 16°18' |
| | B | 12°18' | 16°18' |
| | C | 12°18' | 16°15' |
| | D | 12°19' | 16°15' |
| <i>Dinga Deep</i> | E | 12°19' | 16°14' |
| | F | 12°20' | 16°14' |

| | G | 12°20' | 16°13' |
|----------------|---|---------------|--------------|
| | H | 12°21' | 16°13' |
| | I | 12°21' | 16°16' |
| | J | 12°20' | 16°16' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| <i>Karam-1</i> | A | 12°16' | 16°15' |
| | B | 12°15' | 16°15' |
| | C | 12°15' | 16°11' |
| | D | 12°16' | 16°11' |
| | E | 12°16' | 16°10' |
| | F | 12°17' | 16°10' |
| | G | 12°17' | 16°14' |
| | H | 12°16' | 16°14' |
| | Bloc R6 : | | |
| | La Bloc R6 est d'une superficie d'environ 4 490 km ² et ses coordonnées sont les suivantes : | | |
| | Points | Latitude | Longitude |
| | 1 | 17° 05' 00" | 12° 20' 00" |
| | 2 | 16° 55' 00" | 12° 20' 00" |
| | 3 | 16° 55' 00" | 12° 25' 00" |
| | 4 | 16° 50' 00" | 12° 25' 00" |
| | 5 | 16° 50' 00" | 12° 35' 00" |
| | 6 | 16° 45' 00" | 12° 35' 00" |
| | 7 | 16° 45' 00" | 12° 40' 00" |
| | 8 | 16° 40' 00" | 12° 40' 00" |
| | 9 | 16° 40' 00" | 12° 45' 00" |
| | 10 | 16° 35' 00" | 12° 45' 00" |
| | 11 | 16° 35' 00" | 12° 50' 00" |
| | 12 | 16° 30' 00" | 12° 50' 00" |
| | 13 | 16° 30' 00" | 13° 00' 00" |
| | 14 | 16° 20' 00" | 13° 00' 00" |
| | 15 | 16° 20' 00" | 13° 05' 00" |
| | 16 | 16° 10' 00" | 13° 05' 00" |
| | 17 | 16° 10' 00" | 13° 10' 00" |
| | 18 | 16° 00' 00" | 13° 10' 00" |
| | 19 | 16° 00' 00" | 13° 20' 00" |
| | 20 | 15° 45' 00" | 13° 20' 00" |
| | 21 | 15° 45' 00" | 13° 25' 42" |
| | 22 | 15° 38' 14" | 13° 25' 42" |
| | 23 | 15° 38' 14" | 13° 29' 28" |
| | 24 | 15° 32' 09" | 13° 29' 28" |
| | 25 | 15° 32' 09" | 13° 46' 36" |
| | 26 | 15° 28' 04" | 13° 46' 36" |
| | 27 | 15° 28' 04" | 13° 52' 10" |

| | | |
|----|-------------|-------------|
| 28 | 15° 19' 13" | 13° 52' 10" |
| 29 | 15° 19' 13" | 13° 45' 54" |
| 30 | 15° 24' 02" | 13° 45' 54" |
| 31 | 15° 24' 02" | 13° 37' 40" |
| 32 | 15° 28' 24" | 13° 37' 40" |
| 33 | 15° 28' 24" | 13° 32' 14" |
| 34 | 15° 23' 34" | 13° 32' 14" |
| 35 | 15° 23' 34" | 13° 27' 30" |
| 36 | 15° 24' 00" | 13° 27' 30" |
| 37 | 15° 24' 00" | 13° 27' 00" |
| 38 | 15° 28' 00" | 13° 27' 00" |
| 39 | 15° 28' 00" | 13° 12' 56" |
| 40 | 15° 27' 29" | 13° 12' 56" |
| 41 | 15° 27' 29" | 13° 05' 00" |
| 42 | 15° 28' 00" | 13° 05' 00" |
| 43 | 15° 28' 00" | 13° 04' 00" |
| 44 | 15° 29' 00" | 13° 04' 00" |
| 45 | 15° 29' 00" | 13° 03' 00" |
| 46 | 15° 31' 00" | 13° 03' 00" |
| 47 | 15° 31' 00" | 13° 02' 00" |
| 48 | 15° 34' 00" | 13° 02' 00" |
| 49 | 15° 34' 00" | 12° 59' 00" |
| 50 | 15° 37' 29" | 12° 59' 00" |
| 51 | 15° 37' 29" | 13° 02' 41" |
| 52 | 16° 06' 55" | 13° 02' 41" |
| 53 | 16° 06' 55" | 12° 58' 40" |
| 54 | 16° 20' 00" | 12° 58' 40" |
| 55 | 16° 20' 00" | 12° 53' 37" |
| 56 | 16° 14' 49" | 12° 53' 37" |
| 57 | 16° 14' 49" | 12° 47' 35" |
| 58 | 16° 21' 00" | 12° 47' 35" |
| 59 | 16° 21' 00" | 12° 42' 30" |
| 60 | 16° 27' 42" | 12° 42' 30" |
| 61 | 16° 27' 42" | 12° 34' 00" |
| 62 | 16° 41' 10" | 12° 34' 00" |
| 63 | 16° 41' 10" | 12° 22' 30" |
| 64 | 16° 46' 17" | 12° 22' 30" |
| 65 | 16° 46' 17" | 12° 18' 37" |
| 66 | 16° 53' 30" | 12° 18' 37" |
| 67 | 16° 53' 30" | 12° 12' 00" |
| 68 | 16° 57' 23" | 12° 12' 00" |
| 69 | 16° 57' 23" | 12° 05' 00" |
| 70 | 17° 05' 00" | 12° 05' 00" |

Du périmètre ci-dessus sont exclus les périmètres suivants :

| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
|---------------------|---------------|----------------------|---------------------|
| | A | 13°03' | 15°36' |
| | B | 13°01' | 15°36' |
| | C | 13°01' | 15°35' |
| | D | 13°00' | 15°35' |
| | E | 13°00' | 15°37' |
| | F | 12°59' | 15°37' |
| <i>Sokor E-1</i> | G | 12°59' | 15°34' |
| <i>Gani-1</i> | H | 13°02' | 15°34' |
| | I | 13°02' | 15°31' |
| | J | 13°03' | 15°31' |
| | K | 13°03' | 15°29' |
| | L | 13°04' | 15°29' |
| | M | 13°04' | 15°28' |
| | N | 13°05' | 15°28' |
| | O | 13°05' | 15°31' |
| | P | 13°04' | 15°31' |
| | Q | 13°04' | 15°34' |
| | R | 13°03' | 15°34' |
| | S | 13°09' | 15°34' |
| | T | 13°08' | 15°34' |
| | U | 13°08' | 15°30' |
| <i>Gani E</i> | V | 13°09' | 15°30' |
| | W | 13°09' | 15°32' |
| | X | 13°10' | 15°32' |
| | Y | 13°10' | 15°33' |
| | Z | 13°09' | 15°33' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| | A | 13°4' | 15°40' |
| | B | 13°3' | 15°40' |
| | C | 13°3' | 15°38' |
| | D | 13°4' | 15°38' |
| <i>Gani ND</i> | E | 13°4' | 15°37' |
| | F | 13°5' | 15°37' |
| | G | 13°5' | 15°39' |
| | H | 13°4' | 15°39' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| | A | 12°09' | 17°02' |
| | B | 12°07' | 17°02' |
| <i>Ounissoui</i> | C | 12°07' | 16°59' |
| <i>Ounissoui SW</i> | D | 12°10' | 16°59' |
| | E | 12°10' | 17°01' |
| | F | 12°09' | 17°01' |

| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
|--------------------|---------------|----------------------|---------------------|
| | A | 12°38' | 16°36' |
| | B | 12°36' | 16°36' |
| | C | 12°36' | 16°34' |
| | D | 12°37' | 16°34' |
| | E | 12°37' | 16°33' |
| <i>Madama NW</i> | F | 12°38' | 16°33' |
| | G | 12°38' | 16°31' |
| | H | 12°41' | 16°31' |
| | I | 12°41' | 16°32' |
| | J | 12°40' | 16°32' |
| | K | 12°40' | 16°33' |
| | L | 12°39' | 16°33' |
| | M | 12°39' | 16°34' |
| | N | 12°38' | 16°34' |
| | O | 12°46' | 16°30' |
| | P | 12°44' | 16°30' |
| <i>Admer N</i> | Q | 12°44' | 16°28' |
| | R | 12°45' | 16°28' |
| | S | 12°45' | 16°27' |
| | T | 12°46' | 16°27' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| | A | 12°44' | 16°35' |
| <i>Gabobl W</i> | B | 12°43' | 16°35' |
| | C | 12°43' | 16°34' |
| | D | 12°44' | 16°34' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| | A | 12°57' | 16°27' |
| | B | 12°56' | 16°27' |
| | C | 12°56' | 16°24' |
| <i>Dibeilla N</i> | D | 12°57' | 16°24' |
| <i>Dibeilla NE</i> | E | 12°57' | 16°22' |
| | F | 12°58' | 16°22' |
| | G | 12°58' | 16°21' |
| | H | 12°59' | 16°21' |
| | I | 12°59' | 16°22' |
| | J | 13°00' | 16°22' |
| | K | 13°00' | 16°24' |
| | L | 12°59' | 16°24' |
| | M | 12°59' | 16°25' |
| | N | 12°58' | 16°25' |
| | O | 12°58' | 16°26' |
| | P | 12°57' | 16°26' |
| | Q | 12°49' | 16°23' |

| <i>Admer</i> | R | 12°48' | 16°23' |
|-------------------|---------------|----------------------|---------------------|
| | S | 12°48' | 16°21' |
| | T | 12°49' | 16°21' |
| | U | 12°49' | 16°20' |
| | V | 12°50' | 16°20' |
| | W | 12°50' | 16°22' |
| | X | 12°49' | 16°22' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| | A | 13°05' | 16°19' |
| | B | 13°00' | 16°19' |
| <i>Dibeilla</i> | C | 13°00' | 16°15' |
| <i>Dibeilla C</i> | D | 13°01' | 16°15' |
| | E | 13°01' | 16°08' |
| | F | 13°05' | 16°08' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| | A | 13°4' | 16°6' |
| <i>Fana NW</i> | B | 13°2'42" | 16°6' |
| | C | 13°2'42" | 16°2' |
| | D | 13°4' | 16°2' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| | A | 13°08' | 16°06' |
| | B | 13°06' | 16°06' |
| | C | 13°06' | 16°05' |
| | D | 13°05' | 16°05' |
| <i>Fana W</i> | E | 13°05' | 16°02' |
| | F | 13°06' | 16°02' |
| | G | 13°06' | 16°00' |
| | H | 13°09' | 16°00' |
| | I | 13°09' | 16°02' |
| | J | 13°08' | 16°02' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| | A | 13°4' | 15°48' |
| | B | 13°3' | 15°48' |
| | C | 13°3' | 15°45' |
| <i>Idou</i> | D | 13°5' | 15°45' |
| | E | 13°5' | 15°47' |
| | F | 13°4' | 15°47' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| | A | 13°05' | 15°55' |
| | B | 13°04' | 15°55' |
| | C | 13°04' | 15°51' |
| | D | 13°05' | 15°51' |
| <i>Tiori</i> | E | 13°05' | 15°47' |
| <i>Idou</i> | F | 13°06' | 15°47' |

| G | 13°06' | 15°46' |
|------------------|---------------|--------------|
| H | 13°07' | 15°46' |
| I | 13°07' | 15°51' |
| J | 13°06' | 15°51' |
| K | 13°06' | 15°53' |
| L | 13°05' | 15°53' |
| Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| A | 13°15' | 16°0' |
| B | 13°14' | 16°0' |
| C | 13°14' | 15°57' |
| D | 13°12' | 15°57' |
| E | 13°12' | 15°53' |
| F | 13°10' | 15°53' |
| G | 13°10' | 15°54' |
| H | 13°09' | 15°54' |
| I | 13°09' | 15°49' |
| J | 13°10' | 15°49' |
| K | 13°10' | 15°48' |
| <i>Hadara</i> | L | 13°11' |
| <i>Fana SE</i> | M | 13°11' |
| <i>Fana S</i> | N | 13°12' |
| <i>Koulele N</i> | O | 13°12' |
| | P | 13°13' |
| | Q | 13°13' |
| | R | 13°14' |
| | S | 13°14' |
| | T | 13°15' |
| | U | 13°15' |
| | V | 13°16' |
| | W | 13°16' |
| | X | 13°17' |
| | Y | 13°17' |
| | Z | 13°16' |
| | A1 | 13°16' |
| | B1 | 13°15' |
| Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| A | 13°8' | 15°42' |
| B | 13°5' | 15°42' |
| C | 13°5' | 15°40' |
| D | 13°6' | 15°40' |
| E | 13°6' | 15°38' |
| F | 13°7' | 15°38' |
| G | 13°7' | 15°37' |
| H | 13°9' | 15°37' |

| <i>Tiori S</i> | I | 13°9' | 15°35' |
|-------------------|---------------|--------------|--------|
| <i>Koulele W</i> | J | 13°10' | 15°35' |
| <i>Bedou</i> | K | 13°10' | 15°34' |
| | L | 13°11' | 15°34' |
| | M | 13°11' | 15°31' |
| | N | 13°13' | 15°31' |
| | O | 13°13' | 15°32' |
| | P | 13°12' | 15°32' |
| | Q | 13°12' | 15°36' |
| | R | 13°10' | 15°36' |
| | S | 13°10' | 15°39' |
| | T | 13°9' | 15°39' |
| | U | 13°9' | 15°41' |
| | V | 13°8' | 15°41' |
| Points | Longitude (E) | Latitude (N) | |
| <i>Koulele CW</i> | A | 13°13' | 15°41' |
| | B | 13°11' | 15°41' |
| | C | 13°11' | 15°38' |
| | D | 13°13' | 15°38' |
| Points | Longitude (E) | Latitude (N) | |
| | A | 13°17' | 15°48' |
| | B | 13°16' | 15°48' |
| | C | 13°16' | 15°47' |
| | D | 13°15' | 15°47' |
| | E | 13°15' | 15°45' |
| | F | 13°14' | 15°45' |
| | G | 13°14' | 15°44' |
| | H | 13°13' | 15°44' |
| | I | 13°13' | 15°42' |
| | J | 13°14' | 15°42' |
| <i>Koulele CN</i> | K | 13°14' | 15°40' |
| <i>Koulele C</i> | L | 13°15' | 15°40' |
| <i>Koulele CS</i> | M | 13°15' | 15°38' |
| <i>Koulele CE</i> | N | 13°17' | 15°38' |
| <i>Koulele E</i> | O | 13°17' | 15°37' |
| <i>Koulele</i> | P | 13°19' | 15°37' |
| | Q | 13°19' | 15°40' |
| | R | 13°20' | 15°40' |
| | S | 13°20' | 15°41' |
| | T | 13°21' | 15°41' |
| | U | 13°21' | 15°42' |
| | V | 13°22' | 15°42' |
| | W | 13°22' | 15°45' |
| | X | 13°17' | 15°45' |

| | <i>Points</i> | <i>Longitude (E)</i> | <i>Latitude (N)</i> |
|--------------------------|---------------|----------------------|---------------------|
| <i>Bedou E</i> | A | 13°16' | 15°34' |
| | B | 13°15' | 15°34' |
| | C | 13°15' | 15°32' |
| | D | 13°16' | 15°32' |
| | E | 13°16' | 15°31' |
| | F | 13°18' | 15°31' |
| | G | 13°18' | 15°32' |
| | H | 13°17' | 15°32' |
| | I | 13°17' | 15°33' |
| | J | 13°16' | 15°33' |
| | <i>Points</i> | <i>Longitude (E)</i> | <i>Latitude (N)</i> |
| <i>Koulélé SE</i> | A | 13°25' | 15°42' |
| | B | 13°23' | 15°42' |
| | C | 13°23' | 15°40' |
| | D | 13°24' | 15°40' |
| | E | 13°24' | 15°39' |
| | F | 13°25' | 15°39' |
| | <i>Points</i> | <i>Longitude (E)</i> | <i>Latitude (N)</i> |
| <i>Bedou E</i> | A | 13°16' | 15°34' |
| | B | 13°15' | 15°34' |
| | C | 13°15' | 15°32' |
| | D | 13°16' | 15°32' |
| | E | 13°16' | 15°31' |
| | F | 13°18' | 15°31' |
| | G | 13°18' | 15°32' |
| | H | 13°17' | 15°32' |
| | I | 13°17' | 15°33' |
| | J | 13°16' | 15°33' |
| | <i>Points</i> | <i>Longitude (E)</i> | <i>Latitude (N)</i> |
| <i>Koulélé SE</i> | A | 13°25' | 15°42' |
| | B | 13°23' | 15°42' |
| | C | 13°23' | 15°40' |
| | D | 13°24' | 15°40' |
| | E | 13°24' | 15°39' |
| | F | 13°25' | 15°39' |
| | <i>Points</i> | <i>Longitude (E)</i> | <i>Latitude (N)</i> |
| <i>Alala</i> | A | 13°27' | 15°36' |
| | B | 13°25' | 15°36' |
| | C | 13°25' | 15°35' |
| | D | 13°26' | 15°35' |
| | E | 13°26' | 15°32' |
| | F | 13°28' | 15°32' |
| | G | 13°28' | 15°35' |
| | H | 13°27' | 15°35' |

| | <i>Points</i> | <i>Longitude (E)</i> | <i>Latitude (N)</i> |
|--------------------------|---------------|----------------------|---------------------|
| <i>Douwani N</i> | A | 13°44' | 15°31' |
| | B | 13°42' | 15°31' |
| | C | 13°42' | 15°28' |
| | D | 13°45' | 15°28' |
| | E | 13°45' | 15°30' |
| | F | 13°44' | 15°30' |
| | <i>Points</i> | <i>Longitude (E)</i> | <i>Latitude (N)</i> |
| <i>Douwani</i> | A | 13°49' | 15°25' |
| | B | 13°46' | 15°25' |
| | C | 13°46' | 15°22' |
| | D | 13°47' | 15°22' |
| | E | 13°47' | 15°21' |
| | F | 13°48' | 15°21' |
| | G | 13°48' | 15°20' |
| | H | 13°50' | 15°20' |
| | I | 13°50' | 15°22' |
| | J | 13°49' | 15°22' |
| | <i>Points</i> | <i>Longitude (E)</i> | <i>Latitude (N)</i> |
| <i>Gabobl</i> | A | 12°49' | 16°37' |
| | B | 12°47' | 16°37' |
| | C | 12°47' | 16°36' |
| | D | 12°48' | 16°36' |
| | E | 12°48' | 16°35' |
| | F | 12°49' | 16°35' |
| | G | 12°49' | 16°33' |
| | H | 12°50' | 16°33' |
| | I | 12°51' | 16°33' |
| | J | 12°51' | 16°35' |
| | <i>Points</i> | <i>Longitude (E)</i> | <i>Latitude (N)</i> |
| <i>Dibeilla S</i> | K | 12°50' | 16°35' |
| | L | 12°50' | 16°36' |
| | M | 12°49' | 16°36' |
| | A | 13°08' | 16°11' |
| | B | 13°07' | 16°11' |
| | C | 13°07' | 16°10' |
| | D | 13°07' | 16°08' |
| | E | 13°09' | 16°08' |
| | F | 13°09' | 16°10' |
| | G | 13°08' | 16°10' |
| | <i>Points</i> | <i>Longitude (E)</i> | <i>Latitude (N)</i> |
| <i>Dibeilla S</i> | A | 13°10' | 16°04' |
| | B | 13°09' | 16°04' |
| | C | 13°09' | 16°01' |
| | D | 13°10' | 16°01' |
| | E | 13°10' | 16°00' |
| | F | | |
| | G | | |
| | H | | |
| | I | | |
| | J | | |

| | | | |
|---------------|---|--------|--------|
| Fana-2 | F | 13°10' | 15°58' |
| | G | 13°11' | 15°58' |
| | H | 13°11' | 15°57' |
| | I | 13°12' | 15°57' |
| | J | 13°12' | 15°59' |
| | K | 13°11' | 15°59' |
| | L | 13°11' | 16°00' |
| | M | 13°11' | 16°03' |
| | N | 13°10' | 16°03' |

Bloc R7 :

Le Bloc R7 est d'une superficie d'environ 3 748 km² et ses coordonnées sont les suivantes :

| Points | Latitude | Longitude |
|--------|-----------------|-----------------|
| 1 | 15° 24' 00" | 13° 27' 00" |
| 2 | 15° 24' 00" | 13° 27' 30" |
| 3 | 15° 10' 12" | 13° 27' 30" |
| 4 | 15° 10' 12" | 13° 21' 29" |
| 5 | 14° 59' 16" | 13° 21' 29" |
| 6 | 14° 59' 16" | 13° 29' 50" |
| 7 | 15° 12' 16" | 13° 29' 50" |
| 8 | 15° 12' 16" | 13° 42' 16" |
| 9 | 15° 16' 52" | 13° 42' 16" |
| 10 | 15° 16' 52" | 13° 48' 42" |
| 11 | 15° 10' 59" | 13° 48' 42" |
| 12 | 15° 10' 59" | 13° 53' 24" |
| 13 | 15° 05' 15" | 13° 53' 24" |
| 14 | 15° 05' 15" | 13° 49' 14" |
| 15 | 14° 56' 11.400" | 13° 49' 14.160" |
| 16 | 14° 52' 30.000" | 13° 47' 49.200" |
| 17 | 14° 49' 51.600" | 13° 47' 40.920" |
| 18 | 14° 48' 2.160" | 13° 47' 46.320" |
| 19 | 14° 45' 33.480" | 13° 48' 26.280" |
| 20 | 14° 44' 37.680" | 13° 48' 42.120" |
| 21 | 14° 44' 19.320" | 13° 48' 47.520" |
| 22 | 14° 44' 04.560" | 13° 48' 52.200" |
| 23 | 14° 43' 49.800" | 13° 48' 44.640" |
| 24 | 14° 43' 40.800" | 13° 48' 38.880" |
| 25 | 14° 43' 24.960" | 13° 48' 18.360" |
| 26 | 14° 42' 00.000" | 13° 46' 07.680" |
| 27 | 14° 42' 14.040" | 13° 44' 52.440" |
| 28 | 14° 42' 00.000" | 13° 43' 59.880" |
| 29 | 14° 38' 24.360" | 13° 40' 26.040" |
| 30 | 4° 37' 09.480" | 13° 41' 45.240" |
| 31 | 4° 36' 03.240" | 13° 41' 39.480" |

| | | | |
|-------------------|---------------|----------------------|---------------------|
| Arianga NE | 32 | 4° 35' 20.040" | 13° 41' 35.520" |
| | 33 | 4° 34' 28.560" | 13° 41' 41.640" |
| | 34 | 4° 33' 29.160" | 13° 41' 46.680" |
| | 35 | 4° 32' 58.920" | 13° 41' 06.360" |
| | 36 | 4° 32' 22.200" | 13° 40' 13.800" |
| | 37 | 4° 31' 59.520" | 13° 39' 48.960" |
| | 38 | 4° 31' 46.200" | 13° 39' 18.000" |
| | 39 | 4° 31' 30.720" | 13° 38' 53.160" |
| | 40 | 4° 31' 15.960" | 13° 38' 38.760" |
| | 41 | 4° 30' 55.080" | 13° 37' 41.880" |
| | 42 | 4° 30' 43.200" | 13° 36' 45.000" |
| | 43 | 4° 30' 36.000" | 13° 34' 48.000" |
| | 44 | 14° 34' 48" | 13° 34' 48" |
| | 45 | 14° 34' 48" | 13° 25' 00" |
| | 46 | 14° 40' 00" | 13° 25' 00" |
| | 47 | 14° 40' 00" | 13° 19' 49" |
| | 48 | 14° 55' 00" | 13° 19' 49" |
| | 49 | 14° 55' 00" | 13° 15' 07" |
| | 50 | 15° 00' 30" | 13° 15' 07" |
| | 51 | 15° 00' 30" | 13° 12' 40" |
| | 52 | 15° 06' 51" | 13° 12' 40" |
| | 53 | 15° 06' 51" | 13° 07' 07" |
| | 54 | 15° 15' 17" | 13° 07' 07" |
| | 55 | 15° 15' 17" | 13° 12' 56" |
| | 56 | 15° 28' 00" | 13° 12' 56" |
| | 57 | 15° 28' 00" | 13° 27' 00" |
| Cherif | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| | A | 13°19' | 15°23' |
| | B | 13°17' | 15°23' |
| | C | 13°17' | 15°21' |
| | D | 13°18' | 15°21' |
| | E | 13°18' | 15°18' |
| | F | 13°20' | 15°18' |
| | G | 13°20' | 15°22' |
| | H | 13°19' | 15°22' |
| Cherif | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| | A | 13°21' | 15°17' |
| | B | 13°19' | 15°17' |
| | C | 13°19' | 15°15' |
| | D | 13°20' | 15°15' |
| | E | 13°20' | 15°14' |
| | F | 13°22' | 15°14' |
| | G | 13°22' | 15°16' |
| | H | 13°21' | 15°16' |

| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
|------------------|---------------|----------------------|---------------------|
| <i>Arianga</i> | A | 13°16' | 15°17' |
| | B | 13°14' | 15°17' |
| | C | 13°14' | 15°11' |
| | D | 13°16' | 15°11' |
| <i>Arianga W</i> | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| | A | 13°12' | 15°10' |
| | B | 13°10' | 15°10' |
| | C | 13°10' | 15°8' |
| <i>Arianga E</i> | D | 13°12' | 15°8' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| | A | 13°18' | 15°12' |
| | B | 13°17' | 15°12' |
| <i>Abolo N</i> | C | 13°17' | 15°8' |
| | D | 13°18' | 15°8' |
| | E | 13°18' | 15°6' |
| | F | 13°19' | 15°6' |
| <i>Abolo W</i> | G | 13°19' | 15°4' |
| | H | 13°20' | 15°4' |
| | I | 13°20' | 15°7' |
| | J | 13°19' | 15°7' |
| <i>Abolo</i> | K | 13°19' | 15°9' |
| | L | 13°18' | 15°9' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| | A | 13°17' | 15°04' |
| <i>Abolo E</i> | B | 13°16' | 15°04' |
| | C | 13°16' | 15°00' |
| | D | 13°17' | 15°00' |
| | E | 13°17' | 14°58' |
| <i>Yogou</i> | F | 13°18' | 14°58' |
| | G | 13°18' | 15°00' |
| | H | 13°19' | 15°00' |
| | I | 13°19' | 15°02' |
| <i>Yogou E</i> | J | 13°18' | 15°02' |
| | K | 13°18' | 15°03' |
| | L | 13°17' | 15°03' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| <i>Yara E</i> | A | 13°40' | 15°10' |
| | B | 13°34' | 15°10' |
| | C | 13°34' | 15°09' |
| | D | 13°32' | 15°09' |
| <i>Yara S</i> | E | 13°32' | 15°05' |
| | F | 13°33' | 15°05' |
| | G | 13°33' | 15°03' |

| | | | |
|----------------|---------------|----------------------|---------------------|
| Bamm | H | 13°32' | 15°03' |
| Bamm E | I | 13°32' | 15°00' |
| | J | 13°34' | 15°00' |
| | K | 13°34' | 14°59' |
| | L | 13°38' | 14°59' |
| | M | 13°38' | 15°05' |
| | N | 13°41' | 15°05' |
| | O | 13°41' | 15°09' |
| | P | 13°40' | 15°09' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| Kobo W | A | 13°45' | 15°6' |
| | B | 13°43' | 15°6' |
| | C | 13°43' | 15°4' |
| | D | 13°45' | 15°4' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| Kobo | A | 13°47' | 15°8' |
| | B | 13°46' | 15°8' |
| | C | 13°46' | 15°5' |
| | D | 13°47' | 15°5' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| Yogou | A | 13°44' | 14°57' |
| | B | 13°43' | 14°57' |
| | C | 13°43' | 14°55' |
| | D | 13°44' | 14°55' |
| | E | 13°44' | 14°50' |
| | F | 13°45' | 14°50' |
| Yogou E | G | 13°45' | 14°48' |
| Yara E | H | 13°43' | 14°48' |
| Yara S | I | 13°43' | 14°49' |
| | J | 13°42' | 14°49' |
| | K | 13°42' | 14°51' |
| | L | 13°40' | 14°51' |
| | M | 13°40' | 14°52' |
| | N | 13°38' | 14°52' |
| | O | 13°38' | 14°50' |
| | P | 13°39' | 14°50' |
| | Q | 13°39' | 14°49' |
| | R | 13°41' | 14°49' |
| | S | 13°41' | 14°48' |
| | T | 13°42' | 14°48' |
| | U | 13°42' | 14°47' |
| | V | 13°41' | 14°47' |
| | W | 13°41' | 14°44' |
| | X | 13°42' | 14°44' |
| | Y | 13°42' | 14°43' |

| Z | 13°43' | 14°43' |
|------------------|---------------|--------------|
| A1 | 13°43' | 14°42' |
| B1 | 13°44' | 14°42' |
| C1 | 13°44' | 14°43' |
| D1 | 13°46' | 14°43' |
| E1 | 13°46' | 14°46' |
| F1 | 13°47' | 14°46' |
| G1 | 13°47' | 14°50' |
| H1 | 13°46' | 14°50' |
| I1 | 13°46' | 14°51' |
| J1 | 13°47' | 14°51' |
| K1 | 13°47' | 14°54' |
| L1 | 13°45' | 14°54' |
| M1 | 13°45' | 14°56' |
| N1 | 13°44' | 14°56' |
| Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| A | 13°34' | 14°47' |
| B | 13°33' | 14°47' |
| C | 13°33' | 14°46' |
| D | 13°31' | 14°46' |
| E | 13°31' | 14°44' |
| <i>Garana</i> | F | 13°32' |
| <i>Garana S</i> | G | 13°32' |
| <i>Yogou W</i> | H | 13°35' |
| | I | 13°35' |
| | J | 13°37' |
| | K | 13°37' |
| | L | 13°36' |
| | M | 13°36' |
| | N | 13°35' |
| | O | 13°35' |
| | P | 13°34' |
| Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| A | 13°27' | 14°53' |
| B | 13°25' | 14°53' |
| C | 13°25' | 14°51' |
| D | 13°26' | 14°51' |
| E | 13°26' | 14°50' |
| F | 13°27' | 14°50' |
| G | 13°27' | 14°48' |
| <i>Mandara</i> | H | 13°28' |
| <i>Mandara S</i> | I | 13°28' |
| | J | 13°29' |
| | K | 13°29' |

| L | 13°30' | 14°46' |
|-----------------|---------------|--------------|
| M | 13°30' | 14°48' |
| N | 13°29' | 14°48' |
| O | 13°29' | 14°50' |
| P | 13°28' | 14°50' |
| Q | 13°28' | 14°52' |
| R | 13°27' | 14°52' |
| Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| A | 13°24' | 15°28' |
| B | 13°22' | 15°28' |
| C | 13°22' | 15°27' |
| D | 13°23' | 15°27' |
| E | 13°23' | 15°25' |
| F | 13°24' | 15°25' |
| G | 13°24' | 15°24' |
| <i>Ngourtia</i> | H | 13°25' |
| <i>Ngouti E</i> | I | 13°25' |
| | J | 13°26' |
| | K | 13°26' |
| | L | 13°27' |
| | M | 13°27' |
| | N | 13°25' |
| | O | 13°25' |
| | P | 13°24' |

ANNEXE B**Procédure comptable****Chapitre I : Dispositions générales****Article 1 - Objet**

La présente Annexe portant procédure comptable a pour objet :

a) d'une part, de définir les règles, méthodes et procédures auxquelles le Contractant est tenu de se conformer dans le cadre de la comptabilisation des opérations résultant de l'exécution du Contrat ;

b) d'autre part, de préciser les états, déclarations, documents, informations et renseignements comptables et financiers périodiques ou non, qui doivent être obligatoirement fournis à l'État en plus de ceux prévus par la législation fiscale et douanière applicable au Contractant.

Nonobstant toute disposition contraire de cette Annexe, les obligations de reporting comptable et financier visées dans cette Annexe sont limitées à celles visées dans le Contrat et ses Annexes dans le cadre des Opérations pétrolières qui y sont visées et ne s'appliqueront pas à d'autres aspects financiers et comptables du Contractant.

Article 2 - Interprétation

Les termes utilisés dans la présente Annexe ont la même signification que celle qui leur est donnée dans le Contrat.

En cas de contradiction ou de divergence entre les stipulations de la présente Annexe et celles du Contrat, ces dernières prévalent.

Article 3 - Modification

Les stipulations de la présente Annexe peuvent faire l'objet d'une révision d'accord Parties par un avenant signé par les Parties et joint au Contrat.

Article 4. Unité de compte

Tous les livres, comptes, relevés et rapports seront préparés en français et libellés en FCFA.

Article 5 - Paiement

5.1. A moins qu'il n'en soit disposé autrement, les paiements entre les Parties seront effectués en FCFA et versés sur tout compte bancaire désigné par la partie bénéficiaire.

5.2. En cas de retard de paiement par l'une des Parties des sommes dues à l'autre Partie, lesdites sommes porteront intérêt au Taux de référence plus trois pour cent (3%) à compter du Jour où elles auraient dû être versées.

Article 6 - Principe de liquidation

6.1. Tous les livres, comptes, relevés et autres états comptables seront préparés sur la base des engagements (par opposition à la base des paiements effectifs). Les revenus seront imputés à la période comptable pendant laquelle ils sont acquis, et les frais et dépenses à la période pendant laquelle ils sont encourus, sans qu'il soit nécessaire de distinguer si la somme concernant une transaction a été effectivement encaissée ou payée. Les frais et dépenses seront considérés comme encourus :

- a) dans le cas des biens, pendant la période comptable au cours de laquelle le transfert de propriété a lieu ; et
- b) dans le cas des prestations de services, pendant la période comptable au cours de laquelle ces services ont été effectués.

La base de comptabilisation pourra être changée par accord mutuel des Parties si le Contractant démontre qu'un tel changement est, d'une part, équitable et, d'autre part, en accord avec les pratiques en usage dans l'industrie pétrolière internationale.

6.2. Nonobstant les dispositions du paragraphe 6.1, tous les états visés aux articles 21 à 27 de la présente Annexe seront préparés sur la base des paiements effectifs. Une réconciliation trimestrielle et annuelle entre les états préparés sur la base de paiements effectifs et ceux préparés sur la base des engagements sera jointe aux états visés aux articles 21 à 27 ci-dessous.

Article 7 - Valeur des transactions

Sauf accord contraire écrit entre l'Etat et le Contractant, toutes les transactions donnant lieu à des revenus, frais ou dépenses crédités ou débités sur les livres, comptes, relevés et états préparés, tenus ou à soumettre au titre du Contrat, seront conclues dans des conditions de pleine concurrence entre parties.

Article 8 - Taux de Change

8.1. Pour permettre la conversion entre le Franc CFA ou toute autre monnaie d'une part, et le Dollar ou l'Euro d'autre part, la moyenne des taux de change à l'achat et à la vente sera utilisée. Cette moyenne sera basée sur les taux de change à l'international à la clôture du premier Jour du mois pendant lequel les revenus, frais ou dépenses sont enregistrés.

8.2. L'enregistrement initial des dépenses ou recettes afférentes aux Opérations pétrolières réalisées dans une monnaie autre que le Dollar ou l'Euro, y compris le Franc CFA, s'effectue en Dollars ou en Euro, à titre provisoire, sur la base des taux de change calculés conformément aux stipulations du paragraphe 8.1 de la présente Annexe.

8.3. La différence de change constatée entre l'enregistrement initial et le montant résultant de l'application du taux de change en vigueur lors du règlement ou de l'encaissement est imputée aux mêmes comptes de Coûts pétroliers que ceux qui ont été mouvementés par l'enregistrement initial.

8.4. Le Contractant fera parvenir à l'Etat, avec les états trimestriels prévus aux articles 21 à 27 de la présente Annexe, un relevé des taux de change utilisés au cours du Trimestre concerné déterminés conformément aux stipulations du paragraphe 8.1 de la présente Annexe.

8.5. Il est de l'intention des Parties qu'à l'occasion de la conversion de devises, de la comptabilisation en Dollars ou en Euros de montants en monnaies autres que le Dollar ou l'Euros, y compris le Franc CFA, et de toutes autres opérations de change relatives aux Opérations pétrolières, le Contractant ne réalise ni gain, ni perte qui ne soit porté aux comptes de Coûts pétroliers.

Article 9 - Parties imposables, déclarations fiscales et quitus fiscal

9.1. La Comptabilité des Coûts pétroliers relative aux opérations résultant de l'exécution du Contrat, est tenue par l'Opérateur pour le compte du Contractant.

9.2. Chaque entité composant le Contractant souscrit auprès des administrations fiscales chargées de l'assiette des impôts, toutes les déclarations fiscales prévues par la législation en vigueur, notamment la déclaration statistique et fiscale relative à l'impôt direct sur les bénéfices. Ces déclarations doivent être accompagnées de toutes les annexes et pièces justificatives requises par la législation en vigueur.

9.3. Pour les besoins d'établissement de la déclaration statistique et fiscale mentionnée au paragraphe 9.2 de la présente Annexe, l'assiette taxable de l'impôt direct sur les bénéfices de chaque entité composant le Contractant est égale à la somme des ventes effectuées au titre du Cost oil et du Profit oil de l'Année civile par ladite entité, valorisées au Prix du marché départ champ, déduction faite des dépenses effectivement récupérées par ladite entité au titre du Cost oil pendant la même Année civile.

9.4. Chaque entité composant le Contractant est exonérée du paiement de l'impôt direct sur les bénéfices prévu par le droit commun pour ses opérations réalisées dans le cadre du Contrat. Toutefois, la part de Profit oil revenant à l'Etat à l'issue des affectations et des partages définis aux Articles 42 et 43 du Contrat est l'équivalent de l'impôt direct sur les bénéfices dû par les entités soumises à cet impôt en République du Niger. Cette part de Profit oil est portée sur les déclarations fiscales de chaque entité composant le Contractant en proportion de sa participation dans l'Authorisation exclusive d'exploitation concernée.

9.5. Lorsque l'Etat perçoit sa part de Profit oil en nature, le versement à l'administration fiscale du produit de la commercialisation de la part de Profit oil revenant à l'Etat incombe à l'Etat.

Chapitre II : Comptabilité des coûts pétroliers

Article 10 - Principes comptables et tenue des comptes de Coûts pétroliers

10.1. Organisation de la comptabilité

Le Contractant tiendra une comptabilité (ci-après désignée la "Comptabilité des Coûts pétroliers") permettant de distinguer les Opérations pétrolières régies par le Contrat des autres activités éventuellement exercées en République du Niger.

Il doit par ailleurs enregistrer séparément dans ses livres et comptes tous les mouvements représentatifs des intérêts séparés du Contractant qui ne sont pas imputables aux Coûts pétroliers régis par le Contrat et par les Annexes.

La Comptabilité des Coûts pétroliers correspondra à la comptabilité analytique du Contractant et à des états complémentaires de suivi et de synthèse relatifs aux Opérations pétrolières.

La comptabilité du Contractant doit être sincère et exacte. Elle est organisée et les comptes tenus et présentés sous une forme qui permet aux entités composant le Contractant, une fois les relevés reçus, d'enregistrer normalement dans leurs livres comptables les Coûts pétroliers relatifs aux Opérations pétrolières que le Contractant a payés ou encourus.

10.2. Plan des comptes

Dans les soixante (60) Jours qui suivent la Date d'entrée en vigueur, le Contractant soumettra à l'Etat un projet de plan des comptes relatif à ses comptes, livres, relevés et états. Ce plan devra décrire, entre autres et en détails, les bases du système comptable (comptabilité analytique, comptabilité générale) et les procédures à utiliser dans le cadre du Contrat ainsi que la liste des comptes. Ce plan sera conforme aux règles, principes et méthodes comptables édictées par le plan comptable SYSCOA de l'OHADA et aux pratiques comptables généralement admises dans l'industrie pétrolière internationale lorsque ces dernières ne sont pas contraires au plan comptable SYSCOA.

Dans les cent quatre-vingt (180) Jours qui suivent la soumission à l'Etat de ce projet de plan comptable, le Contractant et l'Etat se mettront d'accord sur un plan comptable définitif. Suite à cet accord, le Contractant devra établir avec diligence, et fournir à l'Etat des copies formelles du plan des comptes détaillé et des manuels concernant la comptabilité, les écritures et la présentation des comptes, ainsi que les procédures qui devront être observées dans l'exécution du Contrat.

10.3. Modifications du Plan des comptes

Toute modification ultérieure du plan des comptes définitif arrêté conformément aux stipulations du paragraphe 10.2 de la présente Annexe devra être soumise à l'approbation de l'Etat. La proposition de modification et le nouveau plan comptable correspondant doivent être accompagnés d'un exposé des motifs justifiant cette modification. L'Etat se prononce sur cette proposition de modification dans un délai de trente (30) Jours à compter de sa date de réception. Il pourra, le cas échéant, demander par écrit des révisions appropriées à ladite proposition de modification. Le silence gardé par l'Etat à l'expiration du délai mentionné au présent paragraphe 10.3 vaut approbation du projet de modification.

10.4. Registres, comptes, livres, états comptables et relevés

Le Contractant établira et conservera au lieu de son siège social ou de son principal établissement en République du Niger, les registres, comptes, livres, états comptables et relevés complets, ainsi que les originaux des pièces justificatives, contrats, factures et autres documents relatifs à tous revenus, coûts et dépenses se rapportant aux Opérations pétrolières, dans les conditions prévues par les textes en vigueur et conformément aux règles et procédures en usage dans l'industrie pétrolière internationale.

Tous les registres, comptes, livres, états comptables et relevés complets ainsi que les originaux des pièces justificatives, contrats, factures et autres documents relatifs à tous revenus, coûts et dépenses se rapportant aux Opérations pétrolières doivent être présentés à toute réquisition écrite et raisonnable du Ministère en charge des hydrocarbures ou du Ministère en charge des Finances, avec un préavis minimum de dix (10) Jours.

Tous les rapports, états et documents que le Contractant est tenu de fournir à l'Etat, soit en vertu de la réglementation en vigueur, soit en application du Contrat, doivent comporter tous renseignements, informations et indications utiles au suivi du Contrat, présentés dans les conditions, formes et délais indiqués par la

Législation pétrolière et aux articles 21 à 27 de la présente Annexe.

Article 11 - Classification, définition et allocation des Coûts pétroliers

11.1. Éléments des Coûts pétroliers

Suivant les mêmes règles et principes que ceux visés aux articles précédents, le Contractant tiendra en permanence, une comptabilité faisant ressortir le détail des dépenses effectivement payées par lui et donnant droit à récupération en application des dispositions du Contrat et de la présente Annexe, les Coûts pétroliers récupérés par le Contractant, au fur et à mesure de l'affectation de la production destinée à cet effet, ainsi que les sommes venant en déduction des Coûts pétroliers.

11.2. Ventilation des Coûts pétroliers

Les Coûts pétroliers sont enregistrés séparément en fonction de l'objet des dépenses. Les dépenses admises au titre des Coûts pétroliers sont celles autorisées conformément aux stipulations de l'article 23 du Contrat, notamment dans le cadre du Programme annuel de travaux et du budget correspondant de l'Année civile au cours de laquelle les dépenses ont été engagées. La Comptabilité des Coûts pétroliers doit être organisée et les comptes tenus et présentés de manière à :

- a) permettre l'attribution des Coûts pétroliers à chaque Zone contractuelle ;
- b) ce que tous les Coûts pétroliers soient classés et catégorisés comme suit, pour permettre leur récupération au titre de l'Article 41 du Contrat en :

- coûts des Opérations de recherche ;
- coûts des Opérations de développement ;
- coûts des Opérations de production ;
- Coûts des Travaux d'abandon.

11.2.1. Coûts des Opérations de recherche

Pour chaque Autorisation exclusive d'exploitation, les coûts des Opérations de recherche sont les Coûts pétroliers, directs et indirects, engagés dans le cadre des Opérations de recherche réalisées à l'intérieur de la Zone contractuelle de recherche avant l'attribution de ladite Autorisation, qui n'ont pas été inclus dans les Coûts pétroliers afférents à une autre Autorisation exclusive d'exploitation ou expressément reportés pour inclusion dans les Coûts pétroliers pour une potentielle Autorisation exclusive d'exploitation future. Ils comportent notamment les coûts liés aux éléments suivants :

- a) les études géophysiques, géochimiques, paléontologiques, géologiques, topographiques et les campagnes sismiques et leurs interprétations ;
- b) le personnel, le matériel, les fournitures et les services utilisés dans le carottage, le Forage des puits d'exploration et d'Évaluation qui ne sont pas achevés en tant que Puits de Production, et la réalisation des puits destinés à l'approvisionnement en eau ;
- c) les équipements utilisés afin de réaliser les objectifs visés aux alinéas a) et b) du présent paragraphe 11.2.1, y compris les voies d'accès ;
- d) la part des frais généraux imputable aux coûts des Opérations de recherche en proportion de la part des coûts des Opérations de recherche sur l'ensemble des Coûts pétroliers.

11.2.2. Coûts des Opérations de développement

Les coûts des Opérations de développement sont constitués par les Coûts pétroliers directs et indirects exposés dans le contexte des Opérations de développement avant le commencement

de la production commerciale d'hydrocarbures, et comprennent l'ensemble des coûts liés aux éléments suivants :

a) le Forage des puits de développement et de Production, y compris les Puits forés pour l'injection d'eau et de Gaz naturel afin d'augmenter le taux de récupération des hydrocarbures ;

b) les Puits complétés par l'installation de tubages (casing) ou d'équipements après qu'un Puits ait été foré dans l'intention de le compléter en tant que Puits de Production ou Puits d'injection d'eau ou de Gaz naturel destiné à augmenter le taux de récupération des hydrocarbures ;

c) les équipements liés à la production, au transport et au stockage, tels que canalisations, unités de traitement et de production, équipements sur têtes de Puits, systèmes de récupération assistée, unités de stockage, et autres équipements connexes, ainsi que les voies d'accès liées aux activités de production ;

d) l'ingénierie liée aux Opérations de développement et aux Opérations de transport ;

e) la part des frais généraux imputable aux coûts des Opérations de développement en proportion de la part des coûts des Opérations de développement sur l'ensemble des Coûts pétroliers, hors frais généraux.

11.2.3. Coûts des opérations de production

Les coûts des Opérations de production sont tous les Coûts pétroliers encourus à compter du commencement de la production commerciale d'hydrocarbures à l'exclusion (i) des Coûts des opérations de recherche, (ii) des coûts des Opérations de développement et (iii) des Coûts des Travaux d'abandon. Les coûts des Opérations de production comprennent en outre les provisions constituées en vue de faire face à des pertes ou charges autres que celles relatives aux Travaux d'abandon.

La partie des frais généraux qui n'a pas fait l'objet d'une attribution aux coûts des Opérations de recherche ou aux coûts des Opérations de développement est inclue dans les coûts des Opérations de production.

11.2.4. Coûts des Travaux d'abandon

Les Coûts des Travaux d'abandon sont l'ensemble des coûts, charges et dépenses encourus par le Contractant en vue de réaliser ou dans le cadre de l'exécution des Travaux d'abandon prévus au Contrat. Ils sont exclusivement constitués des provisions constituées conformément aux stipulations du Paragraphe 36.3 du Contrat et de la part des coûts afférents aux Travaux d'abandon qui excède le montant desdites provisions.

Article 12 - Méthodes comptables et principes d'imputations des Coûts pétroliers

Les Coûts pétroliers encourus au titre du Contrat seront calculés et comptabilisés selon les définitions et principes suivants, et incluront les dépenses suivantes :

12.1. Dépenses relatives aux acquisitions d'immobilisations et biens corporels :

Il s'agit des dépenses nécessaires aux Opérations pétrolières et se rapportant notamment à l'acquisition, la construction ou la réalisation :

a) de terrains ;

b) de bâtiments, installations et équipements connexes, tels que les installations de production d'eau et d'électricité, les entrepôts, les voies d'accès, les installations de traitement du Pétrole Brut et leurs équipements, les systèmes de récupération secondaire, les usines de traitement du Gaz naturel et les systèmes de production de vapeur ;

c) de bâtiments à usage d'habitations, équipements sociaux et installations de loisirs destinés au personnel, ainsi que les autres biens affectés à de tels bâtiments ;

d) d'installations de production, tels que les derricks de production ;

e) d'équipements pour têtes de Puits, d'équipements de fond pour le pompage, de tubages, de tiges de pompage, de pompes de surface, de conduites de collecte, d'équipements de collecte et d'installations de livraison et de stockage ;

f) de biens meubles, tels que les outillages de production et de Forage en surface ou au fond, les équipements et instruments, les péniches et le matériel flottant, les équipements automobiles, les avions, les matériaux de construction, le mobilier, les agencements de bureaux et les équipements divers ;

g) de Forages de Puits de développement et de production, d'approfondissement et de remise en production de tels Puits ;

h) de voies d'accès et ouvrages d'infrastructure générale ;

i) de moyens de transport des hydrocarbures (canalisations d'évacuation, citernes, etc.) dans la Zone contractuelle d'exploitation ;

j) de toutes autres immobilisations corporelles.

Les actifs corporels construits, fabriqués, créés ou réalisés par le Contractant dans le cadre des Opérations pétrolières et effectivement affectés à ces Opérations pétrolières sont comptabilisés à leur prix de revient. Ce prix de revient est déterminé selon les dispositions de l'article 13 de la présente Annexe. Il convient de noter que des opérations de gros entretiens peuvent figurer dans les actifs conformément aux normes comptables de l'industrie pétrolière à condition que ces opérations permettent d'augmenter le niveau des réserves ou le taux de récupération des hydrocarbures.

Les dépenses d'acquisition des immobilisations corporelles sont ventilées en fonction de leur affectation effective, entre coûts des Opérations de recherche, coûts des Opérations de développement, coûts des Opérations de production et coûts des Travaux d'abandon, dans les conditions prévues aux paragraphes 11.2.1, 11.2.2, 11.2.3 et 11.2.4 de la présente Annexe.

Lorsque des immobilisations corporelles sont affectées aux opérations réalisées à l'intérieur de plusieurs Zones contractuelles, le Contractant procède à la ventilation des dépenses y afférentes entre les Coûts pétroliers des Zones contractuelles concernées, sur une base justifiée ou équitable.

12.2. Dépenses relatives aux acquisitions d'immobilisations incorporelles :

Il s'agit des dépenses nécessaires aux Opérations pétrolières et se rapportant aux :

a) travaux de terrain, de géologie, de géophysique et de laboratoire, aux travaux sismiques et à leurs traitements et retraitements ;

b) Forages des Puits d'exploration et des Puits d'évaluation ;

c) études et prestations de services relatives à toute immobilisation incorporelle lorsqu'une telle immobilisation incorporelle constitue un Coût pétrolier récupérable.

Les dépenses relatives aux immobilisations incorporelles réalisées par le Contractant dans le cadre des Opérations pétrolières et effectivement affectées à ces Opérations pétrolières sont comptabilisées à leur prix de revient. Ce prix de revient est déterminé selon les dispositions de l'article 13 de la présente Annexe.

Les dépenses d'acquisition des immobilisations incorporelles sont ventilées sur une base périodique et en fonction de leur affec-

tation effective, entre coûts des Opérations de recherche, coûts des Opérations de développement, coûts des Opérations de production et Coût des Travaux d'abandon, dans les conditions prévues aux paragraphes 11.2.1, 11.2.2, 11.2.3 et 11.2.4 de la présente Annexe.

Lorsque des immobilisations incorporelles sont affectées aux opérations réalisées à l'intérieur de plusieurs Zones contractuelles, le Contractant procède à la ventilation des dépenses y afférentes entre les Coûts pétroliers des Zones contractuelles concernées, sur une base justifiée et équitable.

12.3. Dépenses de personnel

12.3.1. Principe

Il s'agit des paiements effectués ou des charges encourues à l'occasion de l'utilisation et pour les besoins du personnel travaillant en République du Niger dans le cadre des Opérations pétrolières ou pour leur supervision. Ces dépenses sont imputables aux Coûts pétroliers sous réserve qu'elles correspondent à un travail effectif et qu'elles ne soient pas excessives eu égard aux responsabilités exercées, au travail effectué et aux pratiques habituelles de l'industrie pétrolière.

Au sens du présent paragraphe 12.3, ce personnel comprend les personnes recrutées par le Contractant et celles mises à la disposition de celui-ci par les Sociétés affiliées ou par des Tiers.

12.3.2. Éléments de dépenses du personnel du Contractant et des besoins du Personnel

Les dépenses de personnel comprennent d'une part, toutes les sommes payées ou remboursées par le Contractant en contrepartie du travail du personnel visé ci-dessus en vertu des textes légaux et réglementaires, des conventions collectives ou accords d'établissement, des contrats de travail et du règlement propre au Contractant et, les dépenses payées ou encourues pour les besoins de ce personnel. Il s'agit notamment :

- a) des salaires, appointements d'activités ou de congés, heures supplémentaires, primes et autres indemnités ;
- b) des charges patronales et autres contributions y afférentes résultant des textes légaux et réglementaires, des conventions collectives et des conditions d'emploi, y compris les pensions et retraites obligatoires ou complémentaires souscrites en République du Niger ou à l'étranger ;
- c) des coûts encourus par le Contractant concernant les congés payés, les vacances, maladies, pensions d'invalidité, allocations et gratifications diverses et émoluments, imputables lorsque la prise en charge de ces dépenses est prévue par le contrat de travail ou la législation du travail en vigueur en République du Niger ;
- d) des dépenses d'assistance médicale et hospitalière et d'assurances sociales obligatoires ou complémentaires souscrites en République du Niger ou à l'étranger ;
- e) des dépenses de transport des employés, de leurs familles et de leurs effets personnels pour les membres de leurs familles résidant en République du Niger et lorsque la prise en charge de ces dépenses est prévue par le contrat de travail ou par la législation du travail en vigueur en République du Niger ;

f) des dépenses de logement du personnel et de leurs familles en République du Niger, y compris les prestations y afférentes, telles que eau, électricité, gaz ou téléphone, et des frais de scolarité des enfants du personnel pour ceux des enfants résidant en République du Niger lorsque leur prise en charge est prévue par le contrat de travail ou par la législation du travail en vigueur en République du Niger ;

- g) de tous autres avantages en nature accordés au personnel,

lorsque ces avantages en nature sont prévus par le contrat de travail, les conventions collectives ou accords d'établissement ou la législation du travail en vigueur en République du Niger ;

h) des plans de préretraite et de réduction du personnel en proportion de la durée de l'affectation du personnel concerné aux Opérations pétrolières ;

i) des indemnités encourues ou payées à l'occasion de l'installation ou du départ du personnel lorsque leur prise en charge est prévue par le contrat de travail ou par la législation du travail en vigueur en République du Niger ;

j) des dépenses afférentes au personnel administratif lorsque ces dépenses ne sont pas incluses dans les frais généraux mentionnés au paragraphe 12.7 de la présente Annexe ou sous d'autres rubriques.

Si le personnel est également affecté à une activité étrangère aux Opérations pétrolières, les dépenses de personnel visées au présent paragraphe 12.3 seront ventilées sur la base de feuilles de présence conformément aux pratiques comptables généralement acceptées dans l'industrie pétrolière internationale.

12.4. Dépenses liées aux prestations de services techniques

Ces dépenses correspondent aux montants payés ou encourus en raison des prestations de services fournies par des Tiers (y compris les services publics), les entités composant le Contractant ou les Sociétés affiliées.

Elles sont imputables aux Coûts pétroliers sur la base du prix de revient réel des contrats de prestation de services, de consultants, des services publics et autres services nécessaires pour la réalisation des Opérations pétrolières. Ce prix de revient correspond :

a) au prix payé par le Contractant, dans le cas de services techniques exécutés par des Tiers intervenant en tant que Sous-traitants, y compris les consultants, entrepreneurs et services publics, à condition que ce prix n'excède pas ceux normalement pratiqués par d'autres entreprises pour des travaux ou des services identiques ou analogues et,

b) au prix facturé par l'entité composant le Contractant ou la Société affiliée, dans le cas de services techniques exécutés par une des entités composant le Contractant ou l'une des Sociétés affiliées, à condition que ce prix n'excède pas les prix les plus favorables proposés, selon les méthodes de répartition des coûts à convenir dans le plan comptable visé au paragraphe 10.2 de la présente Annexe, à d'autres Sociétés affiliées ou à des Tiers pour des services identiques ou analogues.

12.5. Dépenses liées aux assurances et réclamations

Ces dépenses correspondent aux primes payées pour les assurances qu'il faut normalement souscrire pour les Opérations pétrolières, à condition que ces primes concernent une couverture prudente des risques et qu'elles n'excèdent pas celles pratiquées dans des conditions de pleine concurrence par des compagnies d'assurances qui n'ont pas la qualité de Sociétés affiliées. Les indemnités reçues de toute assurance ou tout dédommagement viendront en déduction des Coûts pétroliers.

Si aucune assurance n'est contractée pour la couverture d'un risque particulier, ou en cas d'assurance insuffisante, tous les frais encourus par le Contractant pour le règlement d'une perte, d'une réclamation, d'un préjudice ou d'un jugement, y compris les prestations de services juridiques afférents audit risque, seront considérés comme Coûts pétroliers, à condition que ces frais ne résultent pas d'une faute ou de la négligence du Contractant.

12.6. Frais de justice et de contentieux

Il s'agit notamment :

a) des frais de justice et dépenses de prestations de services liés aux contentieux et litiges en relation avec les Opérations pétrolières autres que ceux intervenus entre les Parties ;

b) des frais encourus par le Contractant au cours d'une Procédure d'arbitrage administrée selon les dispositions de l'Article 59 du Contrat, qui sous réserve des stipulations de cet Article concernant les frais d'arbitrage technique, ne seront inclus dans les Coûts pétroliers que dans la mesure où le tribunal arbitral prononce sa sentence au profit du Contractant.

12.7. Frais généraux

Les frais généraux couvrent :

a) les dépenses de fonctionnement des bureaux principaux, des bureaux sur chantier, et les frais généraux, au sens de la législation fiscale applicable à la Date d'entrée en vigueur, encourus en République du Niger. Ces dépenses comprennent sans que cette liste ne soit limitative, les coûts engagés pour la surveillance, la comptabilité et les relations avec le personnel, les Sous-traitants et le public ;

b) une indemnité pour les frais encourus en raison des services rendus par la société mère en dehors de la République du Niger aux fins d'assister et de gérer les Opérations pétrolières (ci après dénommée "Frais de siège de la société mère").

Les Frais de siège de la société mère couvrent les salaires, émoluments et charges sociales, les avantages, les frais de voyage et d'hébergement et toutes autres dépenses remboursables, versées pendant la période en question par le Contractant à la Société Mère conformément aux pratiques en usage sous réserve que le Contractant fournit, notamment à travers des outils de reporting interne, des éléments justifiant que ces dépenses remplissent les conditions cumulatives suivantes :

- elles sont encourues par les départements de la société mère du Contractant y compris, sans que cette liste ne soit limitative, le département exploration, le département production, la direction des finances, les cellules fiscales et juridiques, les cellules de communication, les services informatiques, les départements administratifs et les services de recherche et d'Ingénierie ;

- elles sont imputables à juste titre aux Opérations pétrolières.

Il est entendu toutefois que les services rendus par les départements de la société mère, qui constituent des services directs rendus aux fins des Opérations pétrolières, seront comptabilisés comme des coûts directs et seront ventilés suivant leur nature conformément aux stipulations du paragraphe 11.2 de la présente Annexe.

L'imputation aux Coûts pétroliers, des Frais de siège de la société mère, sera plafonnée à un pourcentage qui ne pourra excéder, en tout état de cause, la valeur correspondante à un pourcent (1%) desdits Coûts pétroliers avant Frais de siège de la société mère.

Tous les frais généraux sont ventilés conformément aux stipulations du paragraphe 11.2 de la présente Annexe, respectivement entre coûts des Opérations de recherche, coûts des Opérations de développement, coûts des Opérations de production et Coûts des Travaux d'abandon.

12.8. Intérêts et agios

Les intérêts, agios et autres charges financières, peuvent être imputés aux Coûts pétroliers, à condition qu'ils n'excèdent pas les taux commerciaux en usage dans des conditions analogues et qu'ils se rapportent à des prêts et crédits obtenus par le Contractant pour les besoins de financement des Opérations de développement et des Opérations de production.

Les plans de financement détaillés et leurs montants devront être inclus, à titre d'information, dans chaque Programme Annuel de travaux et budget y afférents.

12.9. Frais de bureau dans la République du Niger

Il s'agit des dépenses nettes supportées par le Contractant pour établir, entretenir et faire fonctionner en République du Niger tous bureaux, y compris notamment les bureaux temporaires, chantiers, entrepôts, immeubles à usage d'habitation ou autres installations destinées aux Opérations pétrolières.

Si une installation est affectée aux opérations réalisées à l'intérieur de plusieurs Zones contractuelles, le Contractant procède à la ventilation des frais de bureau y afférents entre les Coûts pétroliers des Zones contractuelles concernées, sur une base justifiée ou équitable.

Pour les installations également affectées à des zones non régies par le Contrat, les coûts de bureau sont répartis sur une base justifiée ou équitable.

12.10. Dépenses liées à la protection de l'Environnement

Il s'agit des dépenses engagées à l'intérieur de la Zone contractuelle conformément aux stipulations du Contrat et aux textes en vigueur en République du Niger pour les travaux destinés à protéger l'Environnement, et notamment le patrimoine culturel et naturel, les agglomérations, les infrastructures, les terrains de culture, les plantations et les points d'eau, ainsi que les travaux écologiques qui peuvent être demandés par l'autorité compétente.

Ces dépenses incluent également les coûts des équipements destinés à lutter contre la pollution, ainsi que ceux consécutifs au contrôle de la pollution et au nettoyage suite à des épandements d'hydrocarbures sous réserve que ces épandements ne résultent pas d'une faute ou de la négligence du Contractant.

12.11. Frais divers

Il s'agit de toutes les dépenses, autres que celles visées au présent article 12, encourues par le Contractant et nécessaires à la conduite des Opérations pétrolières, y compris notamment les dépenses liées aux frais de formation et de promotion de l'emploi, aux frais de suivi juridique et financier, à la Redevance Statistique, au Prélèvement communautaire, au Prélèvement communautaire de Solidarité, aux PPDC et PPDR aux dépenses sociales ainsi que la redevance superficiaire.

12.12. Double emploi des débits et des crédits

Nonobstant toute disposition contraire de la présente Annexe, il est de l'intention des Parties d'exclure tout double emploi des débits et des crédits de la Comptabilité des Coûts pétroliers.

Article 13 - Principes de détermination des prix de revient

Les équipements, matériels, matières consommables et fournitures sont :

a) soit acquis pour utilisation immédiate, sous réserve des délais d'acheminement et, si nécessaire, d'entreposage temporaire par le Contractant (sans toutefois qu'ils soient assimilables à ses propres stocks).

Dans ce cas, ils sont valorisés, pour imputation aux Coûts pétroliers, à leur prix de revient rendu au lieu de leur utilisation. Ce prix de revient comprend :

- le prix d'achat après ristournes, rabais et toute autre réduction ;

- s'il y a lieu, les frais d'expédition, de transport, de manutention, de transit, les assurances, les frais d'inspection, les frais accessoires et, le cas échéant, les droits de douane et autres taxes qui

ont grevé leur prix depuis le magasin du vendeur jusqu'à celui de l'acheteur ou jusqu'au lieu d'utilisation, selon le cas.

b) soit fournis par une Société affiliée ou une entité composant le Contractant à partir de ses propres stocks.

Dans ce cas, ils sont valorisés, pour imputation aux Coûts pétroliers, à un prix de revient qui correspond à un montant :

- n'excédant pas celui qui serait pratiqué pour des équipements, matériels, matières consommables et fournitures comparables dans des conditions de pleine concurrence par des fournisseurs indépendants et,

- qui intègre un coefficient de dépréciation tenant compte de l'usage et de la défectuosité desdits équipements, matériels, matières consommables et fournitures.

Article 14 - Coûts non récupérables

Les dépenses suivantes ne constituent pas des Coûts pétroliers et ne peuvent pas donner lieu à récupération :

- a) le bonus de signature pour la partie qui excède 60% de son montant et le bonus d'Exploitation ;

- b) les coûts engagés avant la Date d'entrée en vigueur sauf accord contraire des Parties ;

- c) les coûts et dépenses non liés aux Opérations pétrolières, sauf accord des Parties ;

- d) les frais relatifs à la commercialisation et au transport des hydrocarbures sur tout Système de transport des hydrocarbures par canalisations au-delà du Point de Mesurage ;

- e) la Redevance ad Valorem due à l'État au titre de l'article 43 du Contrat ;

- f) les intérêts, agios et frais se rapportant aux emprunts non destinés à financer les Opérations de développement ou les Opérations de production ;

- g) s'agissant des prêts consentis par des Sociétés affiliées destinés à financer les Opérations de développement ou les Opérations de production, la part des sommes payées au titre des intérêts, agios et frais, excédant le montant correspondant au Taux de référence plus trois pour cent (3%) ;

- h) les coûts liés aux contrats de sous-traitance non soumis à l'Etat dans les délais et formes stipulés au Paragraphe 24.9 du Contrat ;

- i) les contributions et dons, excepté ceux approuvés par l'État ;

- j) les remises, réductions et dons accordés aux Fournisseurs, ainsi que les dons ou commissions servis aux intermédiaires utilisés pour des contrats de services ou de fournitures ;

- k) les impôts sur les salaires dus par les employés et pris en charge par le Contractant ;

- l) les intérêts, amendes, ajustements monétaires ou augmentations de dépenses résultant de la faute du Contractant à remplir ses obligations contractuelles, à respecter les lois et règlements qui lui sont applicables ;

- m) les pertes de change résultant des risques liés à l'origine des capitaux propres et de l'autofinancement du Contractant ;

- n) toutes autres dépenses qui ne sont pas directement nécessaires à la réalisation des Opérations pétrolières, et les dépenses dont la déductibilité est exclue par les stipulations du Contrat.

Article 15 - Crédits et produits connexes

Les produits des Opérations pétrolières en vertu du Contrat, hors ventes commerciales d'hydrocarbures, seront portés au crédit

des comptes de Coûts pétroliers. Il s'agit notamment et sans que cette liste ne soit exhaustive, des éléments cités ci-dessous :

- a) les quantités de Pétrole Brut consommées par le Contractant au cours des Opérations pétrolières (consommation propre) valorisées au Prix du marché départ champ ;

- b) les indemnités reçues de compagnies d'assurances, en règlement d'un contentieux ou à la suite d'une décision de justice en rapport avec les Opérations pétrolières ;

- c) les indemnités reçues de compagnies d'assurance pour tout actif faisant l'objet d'une assurance et dont les primes d'assurances ont été débitées aux comptes de Coûts pétroliers ;

- d) les frais de justice débités aux comptes de Coûts pétroliers conformément aux stipulations du paragraphe 12.6 de la présente Annexe et éventuellement recouvrés par le Contractant ;

- e) les gains de change réalisés sur les créances et dettes du Contractant dans les mêmes conditions que les imputations de même nature, au titre du paragraphe 12.8 de la présente Annexe ;

- f) les revenus reçus de tierces personnes pour l'utilisation de biens ou d'actifs dont les coûts ont été débités aux comptes de Coûts pétroliers ;

- g) toute remise reçue par le Contractant et émanant de Fournisseurs ou de leurs agents pour une pièce défectueuse, dont le coût a été au préalable débité aux comptes de Coûts pétroliers ;

- h) les produits des locations, remboursements ou autres crédits reçus par le Contractant, correspondant à un débit aux comptes de Coûts pétroliers, à l'exclusion toutefois de toutes indemnités accordées au Contractant en raison de la Procédure d'expertise ou de la Procédure d'arbitrage visées à l'article 59 du Contrat ;

- i) les montants débités aux comptes de Coûts pétroliers pour des biens éventuellement exportés du territoire de la République du Niger sans avoir été utilisés pour les Opérations pétrolières ;

- j) les rabais, remises et ristournes obtenus, s'ils n'ont pas été imputés en déduction du prix de revient des biens auxquels ils se rapportent ;

- k) les produits des ventes ou échanges, par le Contractant, d'équipements ou d'installations de la Zone contractuelle, lorsque les coûts d'acquisition ont été débités aux comptes de Coûts pétroliers ;

- l) les produits résultant de la vente d'informations pétrolières se rapportant à la Zone contractuelle lorsque le coût d'acquisition de l'information a été débité aux comptes de Coûts pétroliers ;

- m) les produits dérivés de la vente ou d'un brevet portant sur une propriété intellectuelle dont les coûts de développement ont été débités aux comptes de Coûts pétroliers ;

- n) les produits résultant de la vente, de l'échange, de la location ou de la cession de quelque manière que ce soit de tout élément dont les coûts ont été débités aux comptes de Coûts pétroliers.

Article 16 - Utilisation des biens, cessions, mises au rebut

16.1. Les matériels, équipements, installations et consommables qui sont inutilisés ou inutilisables peuvent être soustraits aux Opérations pétrolières pour être soit déclassés ou considérés comme ferrailles et rebuts, soit rachetés par le Contractant pour ses besoins propres, soit vendus à des acheteurs indépendants ou à des Sociétés affiliées dans le respect des dispositions de la législation douanière.

16.2. En cas de cession de matériel, équipement, installation ou consommables aux entités composant le Contractant ou à des Sociétés affiliées, les prix sont déterminés conformément aux stipulations de l'alinéa (b) de l'article 13 de la présente Annexe. De

telles cessions sont effectuées après autorisation délivrée par le Ministre chargé des hydrocarbures.

16.3. Les ventes, y compris à titre gracieux, de matériels, équipements, installations ou consommables sont effectuées par le Contractant au prix du marché après autorisation délivrée par le Ministre chargé des hydrocarbures.

16.4. Les ventes et retraits de biens appartenant à l'Etat conformément aux stipulations de l'article 28 du Contrat, sont soumis à autorisation préalable du Ministère en charge des hydrocarbures.

Article 17 - Inventaire

Le Contractant tiendra un inventaire permanent, en quantité et en valeur, de tous les biens meubles et immeubles affectés aux Opérations pétrolières, selon les usages généralement admis dans l'industrie pétrolière internationale. Le Contractant procédera, à des intervalles raisonnables et au moins une fois par Année civile et ce, en présence d'un représentant de l'Etat, à un inventaire physique de tous les matériels, fournitures et consommables figurant dans ses stocks constitués dans le cadre des Opérations pétrolières. Le rapprochement de l'inventaire physique et de l'inventaire comptable tel qu'il résulte des comptes, se fera par le Contractant. Un état détaillant les différences en plus ou en moins sera fourni à l'Etat.

Le Contractant apportera les ajustements nécessaires aux comptes dès la fin des opérations d'inventaire.

Chapitre III : Comptabilité générale

Article 18 - Principes comptables de la comptabilité générale

18.1. La comptabilité générale enregistrant les activités des entités composant le Contractant, exercées dans le cadre du Contrat doit être conforme aux règles, principes et méthodes du plan comptable général des entreprises en vigueur en République du Niger (plan comptable SYSCOA de l'OHADA).

18.2. Toutefois, lesdites entités ont la faculté d'appliquer les règles et pratiques comptables généralement admises dans l'industrie pétrolière dans la mesure où celles-ci ne sont pas contraires au plan comptable SYSCOA.

18.3. Les réalisations au titre des Opérations pétrolières sont imputées au débit ou au crédit des comptes dès que les charges ou produits correspondants sont dus ou acquis.

18.4. Les charges et produits peuvent donc comprendre des imputations de sommes déjà payées ou encaissées et des sommes facturées mais non encore payées ou encaissées, ainsi que des imputations correspondant à des charges à payer ou à des produits à recevoir, c'est-à-dire des dettes ou créances certaines, non encore facturées et calculées sur la base des éléments d'estimation disponibles. Le Contractant fait diligence pour que toute imputation provisionnelle et dûment justifiée au cours d'une Année civile, hormis la provision constituée au titre des Travaux d'abandon, soit régularisée au plus tard lors de la clôture de l'Année civile suivante par la comptabilisation de la dépense ou de la recette exacte.

18.5. Chaque entité composant le Contractant est responsable de la tenue de ses propres registres comptables et doit respecter ses obligations légales et fiscales en la matière.

Article 19 - Le Bilan

19.1. La comptabilité générale doit refléter fidèlement la situation patrimoniale aussi bien active que passive de chaque entité composant le Contractant, et permettre l'établissement d'un bilan annuel suffisamment détaillé pour que l'Etat puisse suivre l'évolution de chaque élément de l'actif et du passif et apprécier la situation financière du Contractant.

19.2. Les obligations relatives au bilan sont celles normalement appliquées dans le cadre des règles du plan SYSCOA et conformes aux méthodes habituellement utilisées dans l'industrie pétrolière. Chaque entité composant le Contractant devra établir périodiquement des états correspondant aux éléments de son bilan relatifs, aux actifs immobilisés et aux stocks de matériels et matières consommables acquis, construits, fabriqués, créés ou réalisés par le Contractant dans le cadre des Opérations pétrolières.

19.3. Les biens appartenant à l'Etat, en application des stipulations de l'article 27 du Contrat, sont enregistrés dans la comptabilité de chaque entité composant le Contractant de manière à faire ressortir clairement leur statut juridique et leur valeur d'acquisition, de construction ou de fabrication.

Article 20 - Les comptes de résultat

20.1. Les comptes de charges

Peuvent être portés au débit des comptes de charges et pertes, par nature, toutes les charges, pertes et frais qu'ils soient effectivement payés ou simplement dus, relatifs à l'Année civile concernée, à condition qu'ils soient justifiés par les besoins des Opérations pétrolières et qu'ils incombent effectivement au Contractant, à l'exclusion de ceux dont l'imputation aux Coûts pétroliers n'est pas autorisée par les stipulations du Contrat et de la présente Annexe et les dispositions de la législation fiscale non contraires auxdites stipulations.

Les charges à payer et les produits à recevoir, c'est-à-dire les dettes et les créances certaines mais non encore facturées, payées ou encaissées, sont également pris en compte. Ils sont calculés sur la base des éléments d'estimation disponibles. Le Contractant doit faire diligence pour que toute inscription dûment justifiée de cette nature au cours d'une Année civile, hormis la provision constituée au titre des Opérations d'Abandon, soit régularisée au plus tard lors de la clôture de l'Année civile suivante par la comptabilisation de la charge ou du produit réel correspondant.

20.2. Les comptes de produits

Doivent être portés au crédit des comptes de produits et profits, par nature, les produits de toutes natures, liés aux Opérations pétrolières, qu'ils soient effectivement encaissés ou exigibles par le Contractant, y compris les reprises de provisions comptabilisées en application des stipulations de la présente Annexe.

20.3. Comptabilité du CPP uniquement

Nonobstant toute disposition contraire de cette Annexe, les obligations de reporting comptable et financier visées dans cette Annexe sont limitées à celles visées dans le Contrat et ses Annexes (à l'exclusion de l'Annexe D) dans le cadre des Opérations pétrolières qui y sont visées et ne s'appliqueront pas à d'autres aspects financiers et comptables du Contractant, ainsi qu'aux activités entreprises par le Contractant transport.

Chapitre IV - États - Situations

Article 21 - États obligatoires

Outre les documents requis, par ailleurs, par le Contrat et la présente Annexe, le Contractant fera parvenir à l'Etat les états prévus aux articles 22 à 27 de la présente Annexe, dans les conditions, contenus et délais indiqués ci-après. Ces états préciseront le détail des travaux, dépenses, coûts, recettes et ventes enregistrés dans les comptes, documents ou rapports tenus ou établis par le Contractant et relatifs aux Opérations pétrolières.

La forme desdits documents devra être soumise à l'Etat pour validation au fur et à mesure de leur production et ce, à compter de la Date d'entrée en vigueur.

Article 22 - États des Opérations de recherche

Dans les quatre-vingt-dix (90) Jours qui suivent le début du premier Trimestre d'une Année civile et dans les soixante (60) Jours qui suivent le début de chacun des trois (3) derniers Trimestres de la même Année civile, le Contractant fera parvenir à l'Etat, un état des réalisations indiquant, pour le Trimestre précédent, le détail, la nature et les coûts des Opérations de recherche effectuées au titre de toute Zone contractuelle, et notamment relatifs :

- a) à la géologie, en distinguant les travaux de terrain des travaux de laboratoire ;
- b) à la géophysique par catégorie de travaux (sismiques, magnétométrie, gravimétrie, etc.) et par équipe ;
- c) aux traitements et retraitements des données sismiques ;
- d) aux analyses de laboratoires ;
- e) aux Forages des puits d'exploration, et ce pour chaque Puits foré ;
- f) aux Forages des puits d'évaluation, et ce pour chaque Puits foré ;
- g) aux autres travaux se rapportant à la Zone contractuelle ;
- h) aux autres travaux se rapportant aux Opérations de recherche.

Dans les quatre-vingt-dix (90) Jours qui suivent la fin d'une Année civile, le Contractant fera parvenir à l'Etat, un état des réalisations comprenant les mêmes rubriques que celles visées au premier alinéa du présent article mais relatif aux données de l'Année civile entière.

Article 23 - États des Opérations d'exploitation

Dans les quatre-vingt-dix (90) Jours qui suivent le début du premier Trimestre d'une Année civile et dans les soixante (60) Jours qui suivent le début de chacun des trois (3) derniers Trimestres de la même Année civile, le Contractant fera parvenir à l'Etat, un état des réalisations indiquant, pour le Trimestre précédent, le détail, la nature et les coûts des Opérations de développement, des Opérations de production et, le cas échéant, les Travaux d'abandon effectuées au titre de toute Zone contractuelle et relatifs notamment :

- a) aux Forages de Puits de développement et de production, par Réservoir et par Puits ;
- b) aux reconditionnements de Puits de développement ;
- c) aux installations, infrastructures et équipements spécifiques de développement et de production ;
- d) aux installations et moyens de transport des hydrocarbures ;
- e) aux installations de stockage des hydrocarbures.

Dans les quatre-vingt-dix (90) Jours qui suivent la fin d'une Année civile, le Contractant fera parvenir à l'Etat, un état des réalisations comprenant les mêmes rubriques que celles visées au présent article mais relatif aux données de l'Année civile entière.

Article 24 - États de variation des comptes d'immobilisations et de stocks de matériels, fournitures et de matières consommables

Dans les quatre-vingt-dix (90) Jours qui suivent le début du premier Trimestre d'une Année civile et dans les soixante (60) Jours qui suivent le début de chacun des trois (3) derniers Trimestres de la même Année civile, le Contractant fera parvenir à l'Etat, un état des réalisations indiquant, pour le Trimestre précédent, le détail des acquisitions et créations d'immobilisations, de matériels, de fournitures et de matières consommables nécessaires aux Opé-

rations pétrolières par Gisement et par grandes catégories, ainsi que les sorties (cessions, pertes, destructions, mises hors service) de ces biens.

Dans les quatre-vingt-dix (90) Jours qui suivent la fin d'une Année civile, le Contractant fera parvenir à l'Etat, un état des réalisations comprenant les mêmes rubriques que celles visées au premier alinéa du présent article mais relatif aux données de l'Année civile entière.

Article 25 - Etat de récupération des Coûts pétroliers et de partage de la production

Dans les trente (30) Jours qui suivent le début de chaque Trimestre, le Contractant fera parvenir à l'Etat, un état des réalisations indiquant, pour le Trimestre précédent, les informations suivantes pour toute Zone contractuelle d'exploitation :

- a) les Coûts pétroliers restant à récupérer au début du Trimestre ;
- b) les Coûts pétroliers afférents aux activités du Trimestre ;
- c) les sommes venues en diminution des Coûts pétroliers au cours du Trimestre ;
- d) les autorisations de dépenses (" Authorization for expenditures ") du Trimestre ;
- e) un relevé de la production du Trimestre ventilée conformément aux stipulations du Paragraphe 43.2 du Contrat ;
- f) le Prix du marché et le Prix du marché départ champ déterminés et approuvés conformément aux stipulations de l'Article 39 du Contrat ;
- g) les états contenant les calculs de la valeur de la production totale du Trimestre ventilée conformément aux stipulations du Paragraphe 43.5 du Contrat ;
- h) les quantités de la Redevance ad valorem dues à l'Etat au titre du Trimestre précédent ;
- i) les quantités et la valeur des hydrocarbures ayant été affectés au remboursement des Coûts pétroliers ;
- j) le cumul, depuis la date d'attribution de l'Autorisation exclusive d'exploitation, de la valeur au Prix du marché départ champ de la part de Pétrole brut et le cas échéant de la valeur de la part de Gaz naturel revenant au Contractant au titre du Cost oil et du Profit oil ;
- k) le cumul, depuis la date d'attribution de l'Autorisation exclusive d'exploitation, des coûts des Opérations de développement et des coûts des Opérations de production relatifs à la Zone contractuelle d'exploitation concernée ;
- l) le cumul, depuis la date d'attribution de l'Autorisation exclusive d'exploitation, des Coûts des Travaux d'abandon de la Zone contractuelle d'exploitation concernée ;
- m) le cumul, entre la Date d'entrée en vigueur et la date de l'octroi de l'Autorisation exclusive d'exploitation concernée, des coûts des Opérations de recherche à condition qu'ils n'aient pas été inclus dans les Coûts pétroliers en rapport avec une autre Zone contractuelle d'exploitation ou expressément reportés pour inclusion dans une potentielle Zone contractuelle d'exploitation future ;
- n) la valeur du Facteur-R applicable, déterminée conformément aux stipulations de l'Article 42 du Contrat ;
- o) les quantités et la valeur des hydrocarbures affectés, au titre du partage du Profit Oil, à chaque Partie et à chaque entité composant le Contractant ;
- p) les Coûts pétroliers non encore recouvrés à la fin du Trimestre concerné.

Dans les trente (30) Jours qui suivent la fin d'une Année civile, le Contractant fera parvenir à l'Etat, un état des réalisations comprenant les mêmes rubriques que celles visées au premier alinéa du présent article mais relatif aux données de l'Année civile entière.

Article 26 - États des quantités d'hydrocarbures transportées

Au plus tard le quinze (15) de chaque mois, le Contractant fera parvenir à l'Etat, un état indiquant, notamment par Autorisation exclusive d'exploitation et séparément pour le Pétrole Brut et le Gaz Naturel, les quantités d'hydrocarbures transportées au cours du mois précédent, entre le Point de Mesurage et le Point de Livraison ainsi que le Système de transport des hydrocarbures par canalisations utilisé et le prix payé pour le transport. Cet état indiquera, en outre, la répartition provisoire entre les Parties et entre les entités composant le Contractant, des quantités d'hydrocarbures ainsi transportées.

Dans les soixante (60) Jours qui suivent la fin de l'Année civile, le Contractant fera parvenir à l'Etat, un état des réalisations comprenant les mêmes rubriques que celles visées au premier alinéa du présent article mais relatif aux données de l'Année civile entière.

Article 27 - États des quantités d'hydrocarbures enlevées et de Gaz naturel torché

Au plus tard le quinze (15) de chaque mois, le Contractant fera parvenir à l'Etat, un état indiquant, notamment par Autorisation exclusive d'exploitation et séparément pour le Pétrole brut et le Gaz naturel, les quantités d'hydrocarbures enlevées au cours du mois précédent, pour exportation ou pour livraison en application des stipulations du Contrat. Cet état indiquera, en outre, la répartition entre les Parties et entre les entités composant le Contractant, des quantités d'hydrocarbures ainsi enlevées.

Dans les soixante (60) Jours qui suivent la fin de l'Année civile, le Contractant fera parvenir à l'Etat, un état des réalisations comprenant les mêmes rubriques que celles visées au premier alinéa du présent article mais relatif aux données de l'Année civile entière.

Au plus tard le quinze (15) de chaque mois, le Contractant fera parvenir à l'Etat, un état indiquant, les quantités de Gaz naturel brûlées à la torche au cours du mois précédent ainsi que la nature des produits de la combustion.

Dans les soixante (60) Jours qui suivent la fin de l'Année civile, le Contractant fera parvenir à l'Etat, un état des réalisations comprenant les mêmes rubriques que celles visées au troisième alinéa du présent article mais relatif aux données de l'Année civile entière.

Chapitre V : Audits - Suivi - contrôles par l'Etat

Article 28 - Droit d'audit et d'inspection de l'Etat

28.1. Sous réserve des stipulations des paragraphes 28.3 et 28.4 de la présente Annexe et à condition de le notifier au Contractant au moins trente (30) Jours avant la date prévue pour le début des opérations concernées, l'Etat a le droit de procéder, pendant les heures ouvrables, à l'inspection et à l'audit de toute pièce, et de tout document comptable relatifs aux Opérations pétrolières, notamment et sans que cette liste ne soit limitative :

- a) les archives et registres comptables ;
- b) les factures ;
- c) les bons de paiement ;
- d) les notes de débit ;
- e) les listes de prix ;
- f) les rapports sur les mouvements des fonds
- g) et toute documentation similaire.

Le Contractant mettra à la disposition des agents de l'Etat ou des auditeurs mandatés à l'effet de procéder aux opérations d'inspection ou d'audit, l'ensemble des pièces et documents comptables qui lui seront demandés, à son siège social ou dans son établissement principal en République du Niger.

De plus, les agents ou auditeurs pourront, dans le cadre de l'exécution de leurs missions, inspecter en tout temps les chantiers, lieux de travail, entrepôts et bureaux du Contractant affectés directement ou indirectement à la conduite des Opérations pétrolières. Ils pourront poser toute question au personnel responsable.

28.2. L'Etat pourra exécuter les audits lui même ou par l'intermédiaire d'un cabinet d'audit habilité à cet effet. Les audits réalisés doivent être conduits conformément aux normes internationales en matière d'audit.

28.3. A l'issue de la période initiale de l'Autorisation exclusive de recherche et de chacune des périodes de renouvellement de la durée de validité de ladite autorisation, l'Etat réalisera un audit des états visés aux articles 24 et 25 de l'Annexe afférents aux Opérations pétrolières de ladite autorisation engagée sur la période écoulée. Chaque audit devra être commencé dans les dix-huit (18) mois qui suivent la fin de la période concernée.

28.4. Dès l'attribution d'une Autorisation exclusive d'exploitation, l'Etat réalisera un audit des états visés aux articles 24 et 25 de l'Annexe afférents aux Opérations pétrolières de ladite autorisation pour chaque Année civile. A moins que les Parties en aient convenu autrement, l'Etat dispose d'un délai de dix-huit (18) mois suivant la fin de chaque Année civile pour commencer tout audit de l'Année civile en question.

28.5. Si l'Etat n'effectue pas un audit des Coût pétroliers dans le délai prévu aux paragraphes 28.3 et 28.4 de la présente Annexe, les états visés aux articles 24 à 25 de l'Annexe seront réputés exacts et définitifs.

28.6. Le Contractant mettra à la disposition de l'Etat, un budget qui sera consacré aux audits visés aux paragraphes 28.3 et 28.4 ci-dessus. Ce budget constitue un Coût Pétrolier. Le montant dudit budget s'élèvera à :

a) deux cent mille (200 000) Dollars pour chacune des Années civiles au cours desquelles les audits seront réalisés dans le cadre de l'Autorisation exclusive de recherche ;

b) quatre cent mille (400 000) Dollars pour chacune des Années civiles au cours de laquelle les audits seront réalisés dans le cadre de chaque Autorisation exclusive d'exploitation.

Ces montants sont stipulés hors frais de transport et hors frais de vie lesquels sont pris en charge par le Contractant, pour quatre (4) agents de l'Etat ou auditeurs, étant précisé en ce qui concerne le transport aérien et terrestre, que les allers et retours devront être effectués par la voie la plus directe jusqu'au lieu d'audit.

Les budgets d'audits prévus au présent paragraphe 28.6 seront actualisés annuellement à compter de la Date d'entrée en vigueur, par application de l'indice défini au Paragraphe 61.4 du Contrat.

Le Contractant paiera les dépenses visées au présent paragraphe sur un Compte agréé trésor public dont les coordonnées lui seront communiquées au plus tard quinze (15) jours avant la date.

ANNEXE C

Régime du transport des hydrocarbures par canalisations

Le Contractant envisage une phase de développement à long terme qui passera, le cas échéant lorsque des réserves suffisantes auront été mises en évidence, par la construction d'un ou plusieurs

Systèmes de Transport des hydrocarbures par canalisations permettant l'évacuation du Pétrole Brut aux Points de Livraisons situés sur le territoire nigérian ou sur le territoire d'autres états. Ces Opérations de transport seront réalisées par le Contractant Transport.

Les termes précédés d'une majuscule ont la signification qui leur est attribuée dans le Contrat, sous réserve des définitions particulières prévues dans cette Annexe.

Article 1 - Régime légal des activités de transport

Les Parties ont constaté que la législation en vigueur au Niger ne couvrait pas totalement l'environnement juridique nécessaire à la conduite des Opérations de Transport, qui constituent pourtant un élément indissociable à l'exécution du Contrat et sont par ailleurs essentielles à la satisfaction de l'intérêt national de la République du Niger, lui permettant de devenir un pays producteur de pétrole.

La conduite des Opérations de transport suppose la survenance des éléments suivants :

- l'octroi au profit du Contractant transport d'une ou de plusieurs Autorisations de Transport Intérieur conformément au Code pétrolier ;

- la conclusion d'une Convention de Transport entre l'Etat et le Contractant transport attachée à l'Autorisation de Transport Intérieur considérée ; et

- Pour les Points de Livraison qui sont situés hors du territoire national, la négociation, la conclusion et l'entrée en vigueur d'un ou plusieurs Accords Internationaux de Transport entre l'Etat et un ou plusieurs états étrangers.

L'Etat et le Contractant coopéreront mutuellement afin de négocier et de parvenir à la finalisation des Accords Internationaux de Transport avec les états étrangers concernés. L'Etat fera ses meilleurs efforts pour que le Contractant transport puisse obtenir, dans tel ou tel autre état étranger et sous réserve du respect par le Contractant transport de la législation de l'état étranger concerné, toutes autorisations ou permis requis par ledit état étranger relativement au Système de transport pour l'Export. Les obligations de l'Etat au titre du présent alinéa sont des obligations de moyens et non de résultat.

Pour éviter toute difficulté ou retard lors de la demande et de l'octroi d'une Autorisation de Transport Intérieur, les Parties sont convenues de déterminer à l'avance, dans le cadre de la présente Annexe, les principes sur lesquels ladite Convention de Transport sera négociée.

Article 2 - Convention de transport

Sous réserve des précisions de la présente Annexe, la Convention de transport est négociée entre les Parties sur la base des conditions juridiques, économiques, fiscales, douanières et de change prévues par le Code pétrolier en matière de transport des hydrocarbures et par le Contrat, étant précisé qu'elle ne crée pas d'obligations supplémentaires à la charge du Contractant transport en plus de celles prévues par le Code pétrolier.

2.1. Régime fiscal

Le régime fiscal des Opérations de transport est établi sur la base des dispositions fiscales du Code pétrolier applicables au Contractant Transport. Sans préjudice des avantages qui lui sont conférés par le Code Pétrolier, en application des dispositions de son l'Article 108, la Convention de transport conférera de plein droit au Contractant transport, à compter de sa date d'entrée en vigueur, l'agrément au régime conventionnel du Code des investissements, et bénéficiera par conséquent des exonérations fiscales et douanières suivantes :

- Pendant la phase de construction du Système de transport des hydrocarbures par canalisations :

- exonération totale des droits et taxes perçus par l'Etat y compris la taxe sur la valeur ajoutée sur les travaux et services concourant directement aux Opérations de transport ;

- exonération totale des droits et taxes de douanes, y compris la taxe sur la valeur ajoutée, à l'exclusion de la Redevance Statistique, du Prélèvement communautaire, du Prélèvement communautaire de Solidarité et de la Taxe de l'Union Africaine, sur les matériels, matériaux, équipements et outillages importés et concourant directement aux Opérations de Transport. Toutefois, en cas de disponibilité des produits équivalents fabriqués localement, l'importation des matériels, matériaux, outillages et équipements ne donne pas lieu à l'exonération.

- Pendant la phase d'exploitation du Système de transport des hydrocarbures par canalisations jusqu'à la dixième année à compter de la date d'entrée en vigueur de la Convention de Transport :

- exonération totale de l'impôt minimum forfaitaire, de la taxe professionnelle et de la taxe immobilière.

- Pendant toute la durée de validité de l'Autorisation de transport :

- exonération de taxe sur la valeur ajoutée sur les travaux et services concourant directement aux Opérations de transport pendant toute la durée de validité de l'Autorisation de transport

Pour l'application des stipulations du présent article, le Contractant transport devra remplir les conditions fixées à l'article 42 du Code des Investissements. Ainsi, entre autres, les opérations résultant de la construction et de l'exploitation de chaque Système de transport des hydrocarbures par canalisations devront faire l'objet d'une comptabilité séparée tenue par le Contractant transport en français.

Les activités exercées par le Contractant transport sur le territoire de la République du Niger autres que les Opérations de transport ne sont pas soumises aux dispositions de la présente Annexe. Elles sont imposables conformément aux dispositions de droit commun des Lois en Vigueur.

L'Etat s'engage à, et se porte fort de l'adoption, suivant les modalités prévues par les Lois en Vigueur relatives aux lois de finances, de dispositions législatives octroyant au Contractant transport les exonérations de taxe sur la valeur ajoutée prévues au présent Paragraphe.

2.2. Droit de transit

Le Contractant transport sera exonéré de tout droit de transit sur le transport des hydrocarbures extraits sur le territoire de la République du Niger. Le Contractant transport sera soumis à un droit de transit pour les hydrocarbures provenant de pays tiers, commercialisés en République du Niger ou transitant par le territoire de la République du Niger et transportés par le Contractant transport à l'intérieur du territoire de la République du Niger par le Système de transport pour l'export. Le montant d'un tel droit de transit sera fixé, au cas par cas, par la Convention de Transport correspondante, en considération de l'importance et des retombées économiques du Système de transport des hydrocarbures par canalisations concerné, des avantages et des priviléges demandés et accordés par l'Etat.

2.3. Tarif de transport

La Convention de transport détermine le montant du tarif de transport, sur la base des éléments figurant au Paragraphe 18.3 du Contrat. Tout différend à cet égard est soumis à la Procédure d'expertise.

2.4. Régime douanier

Le Contractant transport et ses sous-traitants bénéficient, pendant toute la période de construction de chaque Système de transport des hydrocarbures par canalisations, d'un régime douanier identique à celui prévu par le Code pétrolier pour les Titulaires d'autorisations exclusives d'exploitation et leurs sous-traitants.

2.5. Clause de stabilité

La Convention de Transport devra comporter une clause identique à l'Article 58 du Contrat, mutatis mutandis, prévoyant la stabilisation des règles juridiques, économiques, fiscales, douanières et du régime des changes à la Date d'Entrée en Vigueur.

2.6. Sous contractants

Les sous contractants pour chaque Système de transport des hydrocarbures par canalisations seront sélectionnés sur appel d'offres international.

Décret n° 2024-197/P/CNSP/MPe du 02 mars 2024 portant approbation du Contrat de partage de production (CPP), entre la République du Niger et la Société nigérienne des pétroles SA relatif au bloc pétrolier Bilma

Le Président du Conseil national pour la sauvegarde de la patrie, Chef de l'Etat,

Vu la Proclamation du Conseil national pour la sauvegarde de la patrie (CNSP) en date du 28 juillet 2023 ;

Vu l'ordonnance n° 2023-01 du 28 juillet 2023 portant suspension de la Constitution du 25 novembre 2010 et créant le Conseil national pour la sauvegarde de la patrie (CNSP) ;

Vu l'ordonnance n° 2023-02 du 28 juillet 2023 portant organisation des pouvoirs publics pendant la période de transition ;

Vu la loi n° 2017-63 du 14 août 2017 portant Code pétrolier ;

Vu le décret n° 2018-659/PRN/MPe du 25 septembre 2018 portant modalités d'application de la loi n° 2017-63 du 14 août 2017, portant Code pétrolier ;

Vu le décret n° 2023-20/P/CNSP du 07 août 2023 portant nomination du Premier Ministre ;

Vu le décret n° 2023-035/P/CNSP du 09 août 2023 portant nomination des membres du Gouvernement, modifié par le décret n° 2024-153/P/CNSP du 19 février 2024 ;

Vu le décret n° 2023-068/P/CNSP du 08 septembre 2023 portant organisation du Gouvernement et fixant les attributions des Ministres d'État, des Ministres et du Ministre délégué, modifié par le décret n° 2023-177/P/CNSP du 14 octobre 2023 ;

Vu le décret n° 2023-123 /P/CNSP/MP/M/E du 21 septembre 2023 portant organisation du Ministère du pétrole, des mines et de l'énergie ;

Sur rapport du Ministre du pétrole ;

Le Conseil des Ministres entendu ;

Décrète :

Article premier : Est approuvé, tel qu'annexé au présent décret, le Contrat de partage de production (CPP) entre la République du Niger et l'opérateur national désigné Société nigérienne des pétroles SA, relatif au bloc pétrolier Bilma.

Art. 2 : Les contrats de travaux, de fournitures et de services passés par la Société nigérienne des pétroles SA pour les besoins de l'exécution des opérations en lien avec le Contrat de partage de

production visé à l'article 1^{er} ci-dessus ou entrant, d'une manière générale, dans le champ des activités relevant du secteur des hydrocarbures, ne sont pas soumis à la réglementation des marchés publics.

Art. 3 : Le Ministre du pétrole est chargé de l'application du présent décret qui sera publié, avec ledit CPP et ses annexes, au *Journal Officiel* de la République du Niger.

Fait à Niamey, le 02 mars 2024

Le Président du Conseil national pour la sauvegarde de la patrie, Chef de l'Etat

Le Général de Brigade Abdourahamane Tiani

CONTRAT DE PARTAGE DE PRODUCTION

ENTRE

LA REPUBLIQUE DU NIGER

ET

LA SOCIETE NIGERIENNE DE PETROLE

PORTANT SUR LE

BLOC BILMA

Contrat de partage de production conclu entre :

1. La République du Niger, représentée aux présentes par *M. Barké B.M. Moustapha*, Ministre du pétrole, agissant aux présentes en vertu des pouvoirs qui lui sont conférés par l'article 83 de la loi n° 2017-63 du 14 août 2017 portant Code pétrolier de la République du Niger,

Ci-après désignée l'"**Etat**" ,

D'une part,

Et

2. La Société nigérienne de pétrole (SONIDEP SA), Opérateur national, une société de droit nigérien, ayant son siège sis social à Rue 362 NB1, Avenue Abdoulaye Fadiga, BP 11702, Niamey, immatriculée au RCCM sous le numéro RCCM-NIA-2003-B-1146 en date du 1^{er} décembre 2003, modifiée sous le Numéro NE-NIA*2020-M-025 en date du 02 janvier 2020, représentée aux présentes par M. Hassane Seibou Ali, en sa qualité de Directeur général,

Ci-après désignée le "**Contractant**"

D'autre part,

L'Etat et le Contractant étant désignés collectivement les "**Parties**", ou individuellement la "**Partie**".

Vu la loi n° 2017-63 du 14 août 2017 (le "Code pétrolier"), et le décret n° 2018-659/PRN/MPE du 25 septembre 2018 pris pour son application (le "décret d'application"),

Il a été préalablement exposé ce qui suit :

Considérant que tous les Gisements d'hydrocarbures solides, liquides ou gazeux que recèle le sol ou le sous-sol du territoire de la République du Niger sont et demeurent la propriété exclusive de l'Etat.

Considérant que la recherche, le développement et l'exploitation des hydrocarbures sur le territoire de la République du Niger sont d'importance pour le développement de l'économie du pays, mais nécessitent des moyens techniques et financiers importants.

Considérant que la loi n° 2017-63 du 14 août 2017, portant Code pétrolier de la République du Niger et le décret n° 2018-659/PRN/MPE du 25 septembre 2018 pris pour l'application de cette loi autorisent, par conséquent, le Gouvernement du Niger à attribuer aux Sociétés pétrolières ou aux Consortiums justifiant des capacités techniques et financières en vue de la réalisation de telles opérations, une autorisation exclusive de recherche d'hydrocarbures et, en cas de découverte d'une quantité d'hydrocarbures commercialement exploitable, une autorisation exclusive d'exploitation des hydrocarbures découverts, sous réserve de la conclusion préalable avec l'Etat d'un contrat de partage de production.

Considérant que la Société nigérienne de pétrole (le contractant) souhaite entreprendre des Opérations de recherche d'hydrocarbures et, en cas de Découverte d'un gisement commercial, des Opérations d'exploitation et des Opérations de transport. Qu'elle a formulé, à cet effet, une demande d'attribution d'une autorisation exclusive de recherche dans les conditions et suivants les modalités prévues aux articles 131 et 132 du Décret d'application, laquelle demande a été jugée recevable.

Considérant que les Parties se sont dès lors rapprochées conformément aux dispositions de l'article 133 du Décret d'application en vue de la négociation du présent Contrat dont les dispositions ont été approuvées par le décret n° 2024-197/P/CNSP/MPE pris en Conseil des Ministres conformément à l'article 83 du Code pétrolier le 02 mars 2024 (le "Décret d'approbation").

Les Parties ont convenu de ce qui suit :

TITRE I - DISPOSITIONS GENERALES

Article 1. Définitions et interprétation

1.1 Définitions

Les termes et expressions visés ci-après ont la signification qui leur est attribuée ci-après, lorsqu'ils sont précédés d'une lettre majuscule, pour les besoins de l'interprétation et de l'exécution de ce Contrat :

Accord d'unification : accord par lequel le Contractant et les titulaires d'autorisations exclusives d'exploitation contigües et portant sur le même Gisement commercial, désignent un Opérateur unique pour ce Gisement commercial et s'entendent sur les conditions de financement des dépenses et de partage des produits résultant du développement et de l'exploitation du Gisement ;

Accords internationaux de transport : accords et conventions conclus entre l'Etat et les états sur les territoires desquels sera construit et exploité tout Système de transport des hydrocarbures par canalisations appelé à traverser le territoire d'un ou de plusieurs pays tiers afin d'organiser cette construction et cette exploitation et de définir le statut de l'ouvrage et du Contractant transport ;

Actionnaire : toute personne qui détient :

- une ou plusieurs action(s) ou part(s) sociales de toute société composant le Contractant ;

- des obligations ou des créances convertibles en actions d'une société composant le Contractant ;

Activités connexes : activités et travaux suivants, entrepris pour permettre la réalisation des Opérations pétrolières et qui sont autorisés suivant les mêmes modalités que les Opérations pétrolières :

- l'établissement et l'exploitation de centrales, postes et lignes électriques ;

- la construction ou la mise en place de systèmes de télécommunication ;

- la réalisation d'ouvrages de secours ;
- l'établissement et l'exploitation d'installations de stockage et de mise en dépôt des matériaux, équipements, produits et déchets, ainsi que la réalisation et l'exploitation d'installations destinées au ballastage et à l'élimination de la pollution ;

- les adductions d'eau, forages, canalisations et tous autres ouvrages destinés à l'approvisionnement en eau des Opérations pétrolières et du personnel ;

- les constructions destinées au logement, aux loisirs, à l'hygiène, aux soins et à l'instruction du personnel et de leur famille ;

- l'établissement ou l'amélioration de toutes voies de communication et notamment les routes, ponts, chemins de fer, rigoles, canaux, ports fluviaux, terrains d'atterrissement ;

- l'établissement de bornes repères et de bornes de délimitation ;

Agent public : (i) toute personne employée par une Autorité de l'Etat ou une organisation internationale ayant le caractère de personne morale de droit public ("Organisation publique internationale"), quel que soit son niveau de responsabilité et qu'il s'agisse d'un fonctionnaire, d'un agent contractuel ou d'une personne liée à l'Autorité de l'Etat ou à l'Organisation publique internationale concernée par un contrat de travail au sens des Lois en vigueur et plus généralement quelle que soit la nature du lien de droit entre la personne concernée et l'Autorité de l'Etat ou l'Organisation publique internationale concernée ; (ii) toute personne agissant au nom d'une Autorité de l'Etat ou d'une Organisation publique internationale en vertu d'un titre, d'un mandat ou d'une fonction officielle ; (iii) tout officiel dirigeant ou agent d'un organisme d'Etat ; (iv) tout officiel, dirigeant ou agent d'une société ou autre personne morale partiellement détenue ou contrôlée par l'Etat ; (v) tout candidat à une fonction politique de niveau national ; (vi) tout parti politique ou officiel d'un parti politique.

Année civile : période de douze (12) mois consécutifs commençant le 1^{er} janvier et se terminant le 31 décembre de la même année ;

Annexe : toute annexe jointe au présent acte ;

Arrêt de service et Mise en sécurité : opérations comprenant le déplacement des matières et fournitures consommables utilisables pour les Opérations pétrolières, la vidange et le nettoyage des systèmes de traitement, la fermeture par phases des services généraux et des systèmes de sécurité avec pour objectif de sécuriser l'installation et de la préparer au Démantèlement ;

Arrêté d'attribution : arrêté qui accordera l'Autorisation exclusive de recherche conformément aux dispositions du Contrat et de la Législation pétrolière ;

Autorisation :

- l'Autorisation de prospection,
- l'Autorisation exclusive de recherche,
- l'Autorisation exclusive d'exploitation,
- ou l'Autorisation de transport intérieur ;

Autorisations : au moins deux Autorisations de même nature ou de natures différentes ;

Autorité de l'Etat : Etat en tant que personne morale de droit public, tout service, département ministériel ou autre, agence ou organe non personnalisé de l'Etat personne morale, y compris les services déconcentrés de l'Etat, toute collectivité territoriale décentralisée de la République du Niger, tout établissement public et plus généralement toute personne morale de droit public, toute autorité administrative indépendante de l'Etat dotée ou non de la

personnalité morale, toute juridiction ou tribunal arbitral, toute société, entité ou personne morale de droit public ou de droit privé détenue ou contrôlée par l'Etat.

Autorité publique : Gouvernement de la République du Niger ou toute émanation de l'Etat (que ce soit au niveau national, régional, départemental ou communal) ou des collectivités territoriales ;

Autorisation exclusive de recherche : autorisation exclusive de recherche telle que définie par le Code pétrolier, attribuée au Contractant conformément aux dispositions de la Législation pétrolière et l'autorisant à entreprendre des Opérations de recherche d'hydrocarbures dans la Zone contractuelle de recherche dont le périmètre est défini à l'Annexe A du présent acte ;

Autorisation exclusive d'exploitation : autorisation octroyée en vertu des dispositions du Code pétrolier et des textes pris pour son application, qui confère à son titulaire le droit exclusif d'entreprendre des Opérations d'exploitation, dans la Zone contractuelle d'exploitation et, en ce qui concerne les Opérations de développement et les Opérations d'exploitation ayant pour objet la construction et l'exploitation des infrastructures de surface nécessaires à l'exploitation du ou des Gisements commerciaux concernés, sur tout ou partie des terrains donnés en jouissance au titulaire pour les besoins de la réalisation des Opérations d'exploitation ;

Autorisation d'occupation des terrains nécessaires à la réalisation des Opérations pétrolières : toute autorisation d'occupation privative des terrains appartenant au domaine public nécessaires à la réalisation des Opérations pétrolières octroyée dans les conditions et les modalités d'occupation des terrains fixées par la Législation pétrolière, la législation ou la règlementation domaniale en vigueur dans la République du Niger ;

Autorisation de transport intérieur : autorisation octroyée en vertu des dispositions du Code pétrolier et des textes pris pour son application, qui confère à son titulaire le droit d'entreprendre les opérations de construction et d'exploitation d'un Système de transport des hydrocarbures par canalisations ;

Baril : volume de Pétrole brut égal à 158,9 litres aux conditions normales de température et de pression ;

Bonus d'exploitation : bonus d'exploitation dû par le Contractant en cas d'attribution d'une Autorisation exclusive d'exploitation dont le montant et les modalités de paiement sont fixés à l'article 37 ;

Bonus de signature : bonus de signature dû par le Contractant dont le montant et les modalités de paiement sont fixés à l'article 36 ;

Brent : pétrole issu de la Mer du Nord côté à Londres ;

Budget : estimation détaillée de Coûts pétroliers prévisionnels ;

Cession définitive de l'exploitation du gisement : étapes terminales de la gestion du Gisement, la fermeture par phases, l'obturation des puits, la dépressurisation et le drainage des systèmes de traitement et l'isolement des systèmes d'évacuation ;

Cessionnaire : toute personne ayant acquis de toute entité composant le Contractant des droits et obligations résultant de son Autorisation exclusive de recherche, ou d'une ou plusieurs Autorisation(s) exclusive(s) d'exploitation, y compris les personnes ayant acquis lesdits droits suite à la réalisation d'une sûreté ou par subrogation ou de substitution de Prêteur. La qualité de Cessionnaire est également dévolue à toute personne ayant pris le contrôle d'une entité composant le Contractant ou d'une personne succédant de quelque manière que ce soit et en tout ou partie aux droits et obligations d'une telle entité ;

Code des investissements : loi n° 2014-09 du 16 avril 2014, portant code des investissements en République du Niger et les textes modificatifs subséquents, dans ses dispositions en vigueur à la Date de signature ou à la Date d'entrée en vigueur, si ces dernières s'avèrent être les plus favorables au Contractant transport ;

Code pétrolier : loi n° 2017-63 du 14 août 2017, portant Code pétrolier de la République du Niger ;

Comité de gestion : comité dont la constitution, les attributions et les modalités de fonctionnement sont fixées à l'article 21 ;

Compte du trésor public : tout compte ouvert au nom de l'Etat dans les livres du Trésor public est réputé appartenir à l'Etat ;

Compte bancaire agréé trésor public : tout compte ouvert au nom du Ministère en charge des hydrocarbures dans les livres du Trésor public, étant entendu que les Parties conviennent que tout compte ouvert au nom du Ministère en charge des hydrocarbures dans les livres du Trésor public est réputé appartenir à l'Etat ;

Concession immobilière : Concession industrielle provisoire ou l'Autorisation d'occupation des terrains nécessaires à la réalisation des Opérations pétrolières indifféremment ;

Concession industrielle provisoire : concession industrielle provisoire octroyée au Contractant ou au Contractant transport, selon le cas, par arrêté conjoint du Ministre chargé des hydrocarbures et du Ministre chargé des domaines, conformément aux dispositions du titre I, chapitre 3 du Décret d'application, pour l'occupation de terrains relevant du domaine privé de l'Etat nécessaires à l'exécution des Opérations pétrolières et des Opérations de transport ;

Consortium : à tout moment, groupement de sociétés ou autres entités juridiques formé, le cas échéant, postérieurement à la conclusion du Contrat, dont les membres sont conjointement titulaires de l'Autorisation exclusive de recherche ou le cas échéant d'une Autorisation exclusive d'exploitation, étant entendu que tout Cessionnaire succédant en tout ou partie aux droits et obligations de l'une des sociétés ou autres entités susmentionnées dans l'Autorisation exclusive de recherche ou dans toute Autorisation exclusive d'exploitation devient partie intégrante du Consortium en ce qui concerne l'Autorisation dans laquelle elle participe. Le terme Consortium n'est utilisé dans le Contrat que dans un souci de commodité et ne saurait en aucun cas indiquer une intention quelconque de la part des sociétés et personnes morales constituant le Consortium, de former entre elles une entité dotée de la personnalité juridique d'après les lois de quelque état ou juridiction que ce soit ;

Contractant : Société nigérienne de pétrole ou le Consortium formé postérieurement à la conclusion du présent Contrat ou tout Cessionnaire succédant à l'ensemble des entités qui composent le Contractant. Lorsqu'il est fait mention de toute entité composant le Contractant dans le présent Contrat, l'on se réfère, suivant le cas, à Société nigérienne de pétrole ou à chaque entité composant le Consortium ou au Cessionnaire succédant à l'ensemble des entités qui composent le Contractant ;

Contractant transport : société formée pour être le titulaire d'une ou de plusieurs Autorisation (s) de Transport intérieur et pour mener les Opérations de transport ;

Contrat : présent acte et ses annexes ainsi que tout amendement, substitution, extension ou renouvellement aux présentes en vertu de la convention des Parties. Toutefois, lorsqu'il est fait référence au Contrat dans une Annexe, ce terme désigne uniquement le présent acte ;

Contrat d'association : contrat qui régit le fonctionnement du Consortium et les relations entre les entités qui en sont membres ;

Contrôle :

a) soit la détention directe ou indirecte par une personne physique ou morale, d'un pourcentage d'actions ou de parts sociales ou de tout autre titre donnant lieu à la majorité des droits de vote aux assemblées générales d'une entité ou permettant l'exercice d'un pouvoir déterminant dans la direction de ladite entité, étant précisé qu'au sens du Contrat, une personne est présumée exercer un pouvoir déterminant dans la direction d'une entité, lorsqu'en raison de circonstances de droit ou de fait, elle est en mesure de faire prévaloir son point de vue dans les prises de décision de cette entité ;

b) soit la minorité de blocage des décisions de l'Assemblée générale d'une entité, déterminée, en ce qui concerne les sociétés, dans les conditions prévues par l'acte uniforme OHADA sur le droit des sociétés commerciales et le groupement d'intérêt économique ou par la loi du lieu du siège social de la société concernée, si celle-ci s'avère plus pertinente pour l'appréciation de cette minorité de blocage ;

c) soit l'exercice du pouvoir déterminant de décision mentionné ci-dessus en vertu d'accords ou de pactes, statutaires ou non, conclus entre actionnaires ou associés ;

Convention de transport : contrat attaché à une autorisation de transport intérieur délivrée dans les conditions prévues par la Législation pétrolière ;

Cost oil : part de la Production nette d'une Autorisation exclusive d'exploitation, nette de la Redevance ad Valorem, affectée au remboursement des Coûts pétroliers effectivement supportés par le Contractant pour la réalisation des Opérations pétrolières objet du Contrat ;

Cost stop : pourcentage maximum de la Production nette d'une Autorisation exclusive d'exploitation, nette de la Redevance ad Valorem, qui peut être affecté au remboursement des Coûts pétroliers au titre d'un Exercice fiscal, conformément aux stipulations de l'article 40 ;

Co-titulaire : personne titulaire avec d'autres d'une Autorisation ;

Coûts des travaux d'abandon : ensemble des coûts, charges et dépenses encourus par le Contractant en vue de réaliser ou dans le cadre de l'exécution des Travaux d'abandon prévus au Contrat. Ils sont exclusivement constitués des provisions constituées conformément aux stipulations du Paragraphe 35.3 et de la part des coûts afférents aux Travaux d'abandon qui excède le montant desdites provisions ;

Coûts pétroliers : ensemble des coûts, charges et dépenses encourus par le Contractant en vue ou dans le cadre de l'exécution des Opérations pétrolières prévues au Contrat, et calculés selon les modalités de la procédure comptable objet de l'Annexe B du Contrat. Ils se décomposent en :

- a) coûts des Opérations de recherche ;
- b) coûts des Opérations de développement ;
- c) coûts des Opérations de production ;
- d) coûts des Travaux d'abandon ;

Date d'entrée en vigueur : date de prise d'effet du Contrat telle que fixée à l'0 ;

Date de signature : date à laquelle le présent Contrat est signé entre les Parties ;

Découverte : i) le fait pour le Contractant de trouver, au cours de ses Opérations de recherche, des hydrocarbures dont l'existence était inconnue jusque-là et dont le débit en surface peut être

mesuré conformément aux méthodes d'essais de production de l'industrie pétrolière internationale ; ii) les hydrocarbures trouvés par un tiers dans la Zone contractuelle de recherche, antérieurement à l'octroi de l'Autorisation exclusive de recherche, et que le titulaire décide de soumettre au régime prévu pour les hydrocarbures visés au i) de la présente définition ;

Décret d'application : décret n° 2018-659/PRN/MPE du 25 septembre 2018, portant application du Code pétrolier ;

Décret d'approbation : le décret n° 2024-197/P/CNSP/MPE du 02 mars 2024 ayant approuvé le Contrat ;

Décret d'octroi : décret octroyant au Contractant une Autorisation exclusive d'exploitation ;

Délai de commencement : délai dans lequel le Contractant est tenu de commencer les Opérations de développement, tel que ce délai est prévu à l'article 14 ;

Demande d'occupation des terrains : demande d'octroi d'un titre juridique conférant au Contractant, le droit d'occuper des parcelles du domaine public ou privé de l'Etat, des propriétés privées ou des terrains faisant l'objet de droits coutumiers préalablement incorporés dans le domaine public ou privé de l'Etat, en vue de la réalisation des Opérations pétrolières et des travaux visés à l'article 12 du Code pétrolier ;

Démantèlement : opération consistant à procéder au dégagement permanent d'une Zone contractuelle et à la récupération des tuyauteries, câbles de connexion, et autres équipements affectés aux Opérations pétrolières ;

Division : opération permettant de transformer l'Autorisation exclusive de recherche en plusieurs Autorisations de même type dont l'ensemble des zones contractuelles est identique à la zone contractuelle de l'Autorisation exclusive de recherche initiale ;

Dollar : monnaie ayant cours légal aux Etats-Unis d'Amérique ;

Données pétrolières : toutes informations et données géologiques, géophysiques et géochimiques obtenues par le Contractant à l'occasion des Opérations pétrolières et notamment les diagraphies, cartes, études, rapports d'études, déblais de forage, carottes, échantillons, résultats d'analyses, résultats de tests, mesures sur les Puits de développement ou de production, évolution des pressions et tous rapports techniques définis dans le Contrat ;

Environnement : ensemble des éléments physiques, chimiques et biologiques, des facteurs sociaux et des relations dynamiques entretenues entre ces différentes composantes ;

Établissements classés : établissements visés notamment à l'article 2, alinéa j, de la loi n° 98-56/ du 29 décembre 1998 portant loi-cadre relative à la gestion de l'environnement ou dans ses textes subséquents, qui présentent des causes de danger ou des inconvénients pour la sécurité des personnes, des biens ou de l'environnement et, notamment, la commodité du voisinage, la santé publique, l'agriculture ou l'écosystème ;

État : République du Niger, toute personne physique ou toute personne morale de droit public dûment habilitée et autorisée à agir en son nom dans le cadre du Contrat, des dispositions de la Législation pétrolière ou de tout autre loi ou règlement visé par le Contrat. Partout où il est fait mention de l'Etat au Contrat sans indication expresse de l'autorité habilitée à agir en son nom, il conviendra de se reporter, pour l'identification de cette autorité, suivant le cas, à la Législation pétrolière ou aux Lois en vigueur ;

Étude de faisabilité : évaluation et la délimitation d'un Gisement ou de plusieurs Gisements à l'intérieur d'une Zone contractuelle ainsi que toutes études économiques et techniques permet-

tant d'établir le caractère Commercial ou non du Gisement ou des Gisements, telle que plus amplement décrite au Paragraph 10.2 ;

Étude de faisabilité du système de transport des hydrocarbures par canalisations : étude réalisée en vue de la demande d'attribution d'une Autorisation de transport intérieur, et qui permet de déterminer les conditions techniques, juridiques, économiques et financières relatives à la construction et à l'exploitation du Système de transport des hydrocarbures par canalisation pour lequel l'Autorisation de transport intérieur est sollicitée ;

Étude d'impact environnemental approfondie : étude d'impact environnemental approfondie au sens de la législation relative à la protection de l'environnement ;

Euro : monnaie ayant cours légal dans l'Union économique et monétaire européenne ;

Exercice fiscal : période, correspondant à l'Année civile, qui sert notamment de base à la détermination du Cost oil et du Profit oil ;

Facteur-R : ratio déterminé conformément aux stipulations du Paragraphe 41.2 et servant de base au calcul de la part de Profit oil revenant aux Parties ;

Forage : ensemble des techniques permettant de creuser un puits en vue de la recherche, de l'évaluation ou de l'extraction des hydrocarbures ;

Force majeure : tout évènement ou circonstance tel que défini à l'article 54 ;

Fournisseur : toute personne physique ou morale qui livre des biens au Contractant sans accomplir une Opération pétrolière et dont les fournitures ne se rattachent pas à un contrat d'entreprise comportant pour l'essentiel des obligations de faire. La proportion des obligations de livrer importante qualification du contrat en contrat de fourniture est déterminée conformément aux dispositions de l'acte uniforme OHADA sur le droit commercial général relatives à la vente commerciale ;

Franc CFA : monnaie ayant cours légal en République du Niger ;

Gaz naturel : gaz sec ou le gaz humide, produits isolément ou en association avec le Pétrole brut ainsi que tous autres constituants gazeux extraits des puits ;

Gaz naturel associé : gaz sec ou humide existant dans un Réservoir en solution avec le Pétrole brut, ou sous forme de "gas-cap" en contact avec le Pétrole brut, et produit ou pouvant être produit en association avec le Pétrole brut ;

Gaz naturel liquéfié : gaz naturel condensé à l'état liquide ;

Gisement : structure géologique imprégnée d'hydrocarbures ;

Gisement commercial : Gisement pour lequel une Étude de faisabilité a démontré qu'il peut être développé et exploité dans des conditions économiques, conformément aux règles en usage dans l'industrie pétrolière internationale ;

hydrocarbures : Pétrole brut et le Gaz naturel ;

Ingénierie : travaux préparatoires associés notamment à la sélection des différentes options, l'observation du déroulement des opérations, l'identification et la gestion des risques et responsabilités, les études préliminaires et détaillées à l'appui de chaque phase des opérations, les études de sécurité, les études conduites pour la réalisation d'installations industrielles, les Études d'impact environnemental, la préparation de la documentation exigée par la législation et la réglementation en vigueur, la mise en œuvre des processus de consultation, la vérification et l'évaluation par des tiers indépendants commis par le Contractant ;

Jour : période continue de vingt-quatre (24) heures commençant à zéro (0) heure et se terminant à vingt-trois (23) heures et cinquante-neuf (59) minutes sur le fuseau horaire de la République du Niger ou sur tout autre fuseau horaire retenu d'un commun accord par les Parties ;

Jour ouvrable : tout Jour considéré comme ouvrable au sens des Lois en vigueur ;

Journal Officiel : le *Journal Officiel* de la République du Niger ;

Législation pétrolière : ensemble des textes applicables en matière pétrolière en République du Niger, à la Date d'entrée en Vigueur, et, en particulier, le Code pétrolier et le décret d'application ;

Lois en vigueur : toute loi ou acte de même valeur juridique, acte dérivé d'un traité ou d'un accord international régulièrement ratifié par la République du Niger, tout acte administratif à caractère réglementaire ou individuel, toute jurisprudence en vigueur en République du Niger à la Date d'entrée en Vigueur, non contraire à la Législation pétrolière, auquel le Contractant demeure soumis pour toutes les matières non régies par la Législation pétrolière ;

Notice d'impact environnemental : notice d'impact environnemental au sens de la législation relative à la protection de l'environnement ;

OHADA : Organisation pour l'Harmonisation du droit des affaires en Afrique ;

Opérateur : toute Société pétrolière Co-titulaire de l'Autorisation exclusive de recherche ou d'une Autorisation exclusive d'exploitation, à laquelle est confiée la charge de la conduite et de l'exécution des Opérations pétrolières conformément aux stipulations du Contrat d'association et dans le respect des stipulations du Contrat ;

Opérateur national : société commerciale de droit nigérien dont le capital est entièrement détenu par la République du Niger ou par la République du Niger et toute autre collectivité territoriale de la République du Niger, créée en vue de l'exercice des Opérations pétrolières et, d'une manière générale, des activités visées à l'article 8 du Code pétrolier ;

Opérations de développement : activités entrant dans le champ des Opérations d'exploitation, entreprises par le Contractant, titulaire d'une Autorisation exclusive d'exploitation afin de permettre la mise en production d'un Gisement commercial. Ces opérations comprennent notamment le forage de puits de développement ou de production, la construction ou l'installation d'équipements de collecte, de canalisations, d'usines et d'autres aménagements nécessaires à la production, au stockage et au transport des hydrocarbures à l'intérieur des Zones contractuelles d'exploitation ou entre Zones contractuelles d'exploitation ou entre les différents Gisements appartenant à une même Zone contractuelle d'exploitation (à l'exception des travaux entrant dans le champ des Opérations de transport), ainsi que les travaux préliminaires et tests de production réalisés avant le début de la production commerciale des hydrocarbures ;

Opérations d'exploitation : activités liées à l'extraction et au traitement des hydrocarbures à des fins commerciales, notamment les Opérations de développement et les activités de production, de stockage et d'évacuation des hydrocarbures jusqu'au point de raccordement au Système de transport des hydrocarbures par canalisations, ainsi que les activités connexes telles que l'abandon des gisements et des installations de surface et de fond, à l'exclusion de toutes activités ayant pour objet ou pour effet la production, y compris à l'occasion des opérations de traitements d'hydrocarbures, de produits raffinés ou dérivés d'hydrocarbures ou la

transformation du Gaz naturel en Gaz naturel liquéfié ;

Opérations de production : Opérations d'exploitation à l'exclusion des Opérations de développement et des Travaux d'abandon ;

Opérations de recherche : ensemble des activités ci-dessous :

i) les Opérations de prospection au sens de la Législation pétrolière ;

ii) les investigations directes et indirectes en profondeur, notamment au travers de forages d'exploration et d'études de détail, destinées à découvrir des Gisements commerciaux ;

iii) les activités d'évaluation et de délimitation d'un Gisement ;

iv) les activités liées à l'abandon des installations de surface et de fond et des Gisements n'ayant pas fait l'objet d'une Autorisation exclusive d'exploitation, ainsi que les activités de réhabilitation ou de remise en état des sites ou toutes autres opérations requises par la législation et la réglementation en vigueur en matière de protection de l'environnement pour supprimer, réduire ou, si possible, compenser les conséquences dommageables des activités visées au (i), (ii) et (iii) ci-dessus sur l'environnement ;

Opérations de transport : toutes les opérations afférentes à un Système de transport des hydrocarbures par canalisations, notamment les activités de conception, d'assemblage, de construction, d'exploitation, de fonctionnement, de gestion, de maintenance, de réparation et d'amélioration de ce Système de transport des hydrocarbures par canalisations ;

Opérations pétrolières :

- les Opérations de recherche ;

- les Opérations d'exploitation, y compris les Opérations de développement ;

Participation : intérêts indivis détenus par le titulaire dans une Autorisation ou, lorsque celle-ci est détenue par un Consortium, par chacun des membres du Consortium dans ladite Autorisation en vertu des accords ou contrats d'association conclus entre eux pour les besoins de la formation et du fonctionnement du Consortium ;

Participation portée : participation de l'Etat ou de l'Opérateur national financée par son ou ses Co-titulaires dans l'Autorisation exclusive d'exploitation concernée, dans les conditions prévues à l'article 62, troisième alinéa, du Code pétrolier ;

Périmètre d'évaluation : périmètre de la Zone contractuelle de recherche sur lequel le Contractant envisage de réaliser une Étude de faisabilité permettant d'établir le caractère commercial ou non de tout Gisement découvert dans ladite Zone contractuelle ;

Période de prorogation : période de validité de l'Autorisation exclusive de recherche à compter de sa date de prorogation ;

Période de renouvellement : période de validité d'une Autorisation à compter de sa date de renouvellement ;

Période de validité : suivant le cas, la Période Initiale, l'une quelconque des Périodes de renouvellement ou la Période de prorogation ;

Pétrole brut : huile minérale brute, l'asphalte, l'ozokérite et tous autres hydrocarbures liquides à l'état naturel ou obtenus du Gaz naturel par condensation ou extraction, y compris les condensats et les liquides de Gaz naturel ;

Plan de développement communal : plan de développement communal élaboré par les autorités compétentes de toute commune sur le territoire de laquelle est situé tout ou partie du

périmètre faisant l'objet d'une demande d'Autorisation exclusive d'exploitation, dont les orientations servent de base à l'élaboration des Programmes pétroliers de développement communal ;

Plan de développement régional : plan de développement régional élaboré par les autorités compétentes de toute région sur le territoire de laquelle est situé tout ou partie du périmètre faisant l'objet d'une demande d'Autorisation exclusive d'exploitation, dont les orientations servent de base à l'élaboration des Programmes pétroliers de développement régional ;

Plan de développement et d'exploitation : plan présenté par le Contractant conformément aux stipulations de l'article 12 ;

Point de livraison : point de transfert, par le Contractant à ses acheteurs, de la propriété des hydrocarbures, soit au point de chargement F.O.B. au port d'embarquement sur la côte maritime, soit à tout autre point convenu entre les Parties et situé à l'intérieur ou à l'extérieur du territoire de la République du Niger ;

Point de mesurage : point servant de base à la mesure des hydrocarbures extraits d'un Gisement commercial, tel que défini au Paragraphe 16.2., soit à la bride de sortie du réservoir de stockage, soit à la sortie des usines de traitement et de séparation ;

Prêteurs : personnes participant au financement ou au refinancement, lorsqu'il ne s'agit pas d'apport en capital, des Opérations pétrolières, y compris tout garant ou assureur des prêts souscrits à cet effet par le Contractant et tous cessionnaires, représentants, fiduciaires ou sociétés affiliées auxdites personnes ;

Prix du marché : prix de vente, au Point de livraison, du Pétrole brut de toute Zone contractuelle d'exploitation, déterminé conformément aux stipulations du Paragraphe 38.2 ;

Prix du marché départ champ : prix du Pétrole brut de toute Zone contractuelle d'exploitation, au Point de mesurage, déterminé conformément aux stipulations du Paragraphe 38.1 ;

Production nette : production totale d'hydrocarbures d'une Zone contractuelle d'exploitation diminuée de toutes eaux, de tous sédiments produits, de toutes quantités d'hydrocarbures réinjectées dans le Gisement ou les Gisements, utilisées ou perdues au cours des Opérations pétrolières ;

Produits pétroliers : tous les produits résultant des opérations de raffinage, notamment les carburants automobiles, les carburants aviation, les soutes maritimes et le pétrole lampant ;

Profit oil : production nette de chaque Zone contractuelle d'exploitation, déduction faite de la Redevance ad Valorem et de la part prélevée au titre du Cost oil déterminée conformément aux stipulations de l'article 40 ;

Programme annuel de travaux : document descriptif des Opérations pétrolières que le Contractant s'engage à réaliser au cours d'une Année civile, notamment sur la base du Programme de travail minimum. Le Programme annuel de travaux est établi conformément aux stipulations de l'article 22 ;

Programme de travail minimum : travaux minimum convenus entre l'Etat et le Contractant, prévus à l'article 9 pour chaque période de recherche, que le Contractant s'engage à réaliser ;

Programme pétrolier de développement communal (PPDC) : document élaboré par le Contractant dans le cadre de la demande d'une Autorisation exclusive d'exploitation en concertation avec les autorités compétentes des communes sur le territoire desquelles est située la Zone contractuelle d'exploitation sollicitée, définissant les projets à vocation économique et sociale à réaliser au profit des populations desdites communes, dans le respect des orientations du Plan de développement communal ;

Programme pétrolier de développement régional (PPDR) : document élaboré par le Contractant dans le cadre de la demande d'une Autorisation exclusive d'exploitation en concertation avec les autorités compétentes des régions sur le territoire desquelles est située la Zone contractuelle d'exploitation sollicitée, définissant les projets à vocation économique et sociale à réaliser au profit des populations desdites régions, dans le respect des orientations du Plan de développement régional ;

Puits : ouverture pratiquée dans le sous-sol en vue de l'exploration ou de l'exploitation des hydrocarbures, ainsi que tout équipement y afférant ;

Puits de développement ou de production : tout puits foré en vue de la production d'hydrocarbures, y compris les forages d'injection d'eau ou de gaz destinés à maintenir la pression ou à remettre le Gisement en pression ;

Puits d'évaluation : tout puits foré pour évaluer une Découverte ;

Puits d'exploration : tout puits foré pour rechercher un Gisement d'hydrocarbures ;

Raffinage : ensemble des opérations chimiques ou physicochimiques réalisées sur des hydrocarbures en vue de les transformer notamment en carburants automobiles, carburants aviation, pétrole lampant, et Gaz de Pétrole liquéfié ;

Réservoir : partie de la formation géologique poreuse et perméable contenant une accumulation distincte d'hydrocarbures, caractérisée par un système de pression unique telle que la production d'hydrocarbures d'une partie de la formation affecte la pression de la formation toute entière ;

Secteur pétrolier aval : activités de Raffinage des hydrocarbures, de transport, de stockage et de distribution des Produits pétroliers ;

Société affiliée :

a) d'une part, toute société ou autre personne morale ayant directement ou indirectement le contrôle d'une entité composant le Contractant ou étant directement ou indirectement sous le contrôle d'une entité composant le Contractant ;

b) d'autre part, toute société ou autre personne morale directement ou indirectement sous le contrôle d'une société ou autre personne morale ayant directement ou indirectement le contrôle d'une société composant le Contractant, étant entendu que la notion de contrôle à prendre en compte pour la définition de la Société affiliée est celle définie au présent article ;

Société pétrolière : société commerciale justifiant des capacités techniques et financières pour mener à bien tout ou partie des Opérations pétrolières ou des Opérations de transport ;

Sous-traitant : toute personne autre qu'un Fournisseur, y compris les Actionnaires et Sociétés affiliées du Contractant, qui, liée par un contrat signé avec le Contractant, entreprend des travaux, fournit des biens ou assure des services relatifs aux Opérations pétrolières faisant l'objet du Contrat ;

Substances Connexes : substances extraites à l'occasion des Opérations de recherche, des Opérations de développement ou des Opérations d'exploitation, à l'exception des hydrocarbures eux-mêmes et des substances relevant du code minier de la République du Niger ;

Système de transport des hydrocarbures par canalisations : canalisations et installations affectées au transport des hydrocarbures à partir du Point de mesurage jusqu'à tout Point de Livraison, y compris les stations de pompage, les systèmes de télécommunication, les installations de stockage, de traitement et de char-

gement des hydrocarbures ainsi que tous les équipements accessoires, les extensions, modifications et ajouts à venir, construits sur ou traversant le territoire de la République du Niger ;

Taux de référence : taux Libor Dollars à 3 mois (flottant), tel qu'il apparaît sur l'écran Telerate à 11 heures (heure de Londres) deux jours ouvrables (place de Londres) avant le premier jour de la période considérée. L'écran Telerate désigne la page 3750 du Dow Jones Telerate Monitor Service ou tout autre page qui remplace la page 3750 pour les dépôts en Dollars ; lorsqu'il est fait mention du Taux de référence augmenté de x%, le taux d'intérêt est calculé par addition du taux Libor et du montant indiqué ; lorsqu'il est précisé que le Taux de référence est augmenté de x points de base, le taux d'intérêt est calculé par addition du taux Libor et des points de base, étant entendu que 100 points de base correspondent à 1% ;

Tax oil : part de Profit oil revenant à l'Etat à l'exception de celle qui lui revient en sa qualité d'entité membre du Contractant ;

Terme : date à laquelle le Contrat arrive à expiration et cesse de produire ses effets. Cette date est déterminée suivant les modalités fixées à l'article 3 ;

Tiers : toute personne autre que le Contractant, un Actionnaire, une Société affiliée, un Cessionnaire ou toute autre personne subrogée dans les droits du Contractant. Les Sous-traitants dépourvus de la qualité d'Actionnaire, de Société affiliée ou de Cessionnaire ont également la qualité de tiers au sens du Contrat ;

Titulaire : soit le Contractant pris collectivement, soit tout autre titulaire d'une autorisation minière d'hydrocarbures ;

Travaux d'abandon : activités visées au point iv) ci-dessus sous la définition des Opérations de recherche, ainsi que la gestion, le contrôle et l'exécution des opérations aboutissant à la Cessation définitive de l'exploitation d'un gisement, en tout ou partie, et la mise en sécurité de tout ou partie de la Zone contractuelle concernée, ainsi qu'à la remise en état des sites notamment par le Démantèlement des installations. Les Travaux d'abandon comprennent notamment la préparation et la mise à jour d'un plan d'abandon, la cessation définitive des opérations de production, l'arrêt de service des unités de traitement, leur démantèlement, le transport et le dépôt du matériel ainsi que l'Ingénierie liée à l'exécution de ces opérations ;

Trésor public : administration du trésor de la République du Niger au sens des dispositions de la directive UEMOA N°07/CM/UEMOA du 26 juin 2009 portant règlement général sur la comptabilité publique au sein de l'UEMOA ;

Trimestre : période de trois (3) mois consécutifs commençant le premier Jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre de chaque Année civile ;

Zone contractuelle : au singulier, une Zone contractuelle de recherche ou une Zone contractuelle d'exploitation, suivant les cas, et au pluriel, au moins deux de ces Zones contractuelles prises conjointement ;

Zone contractuelle de recherche : à tout moment la superficie, en surface et en profondeur, dans les limites de laquelle la réalisation des Opérations de recherche est autorisée en vertu de l'Autorisation exclusive de recherche après déduction, le cas échéant, des surfaces rendues par le Contractant ;

Zone contractuelle d'exploitation : à tout moment la superficie, en surface et en profondeur, sur laquelle la réalisation des Opérations d'exploitation est autorisée en vertu d'une Autorisation exclusive d'exploitation ;

Les termes utilisés dans le Contrat et n'ayant pas fait l'objet d'une définition au présent article, ont le sens qui leur est conféré

par la Législation pétrolière ou, à défaut :

a) celui qui leur est conféré par les Lois en vigueur, non contraires au présent Contrat et à la Législation pétrolière ;

b) et, dans le silence des Lois en vigueur, celui qui découle des usages généralement admis dans l'industrie pétrolière internationale.

1.2 Interprétation

a) Les références aux articles, Paragraphes et Annexes sont des références aux articles, paragraphes et annexes de ce Contrat à moins qu'il n'en soit précisé autrement.

b) Les Annexes à ce Contrat ont la même valeur juridique que le Contrat lui-même dont elles font partie intégrante.

c) Les titres utilisés dans ce Contrat (Titres, articles et Paragraphes) ne sont uniquement pour des raisons pratiques et ne peuvent être interprétés comme ayant une signification quelconque ni comme indiquant que toutes les dispositions du Contrat qui traitent d'un sujet particulier se trouvent dans un Titre, un article ou un Paragraphe particulier.

d) Toute référence au singulier ou au pluriel doit être prise dans son contexte suivant la signification que lui confère ledit contexte.

e) Le mot "personne" vise toute personne physique ou toute personne morale de droit privé ou de droit public.

f) Le mot "entité" vise toute personne morale de droit privé ou de droit public ainsi que tout groupement de personnes morales. Il ne comprend pas dans son acceptation de personnes physiques ni de groupement comprenant des personnes physiques.

g) Les termes "octroi", "attribution", "délivrance" lorsqu'ils s'appliquent à une autorisation, un permis ou tout autre acte administratif (y compris une Autorisation) désignent le moment où l'autorisation, le permis ou l'acte administratif a été valablement délivré ou pris par l'Autorité publique compétente, lorsqu'il a été notifié au bénéficiaire dans les formes prévues par les Lois en vigueur ou le Contrat et quand il s'agit d'un acte de nature réglementaire, lorsqu'il a été publié au *Journal Officiel* ou selon les autres modes requis, le cas échéant, par les Lois en Vigueur..

h) Lorsqu'une approbation ou un avis doit être donné par une Partie ou, en ce qui concerne l'Etat, par une Autorité Publique, pour les besoins de l'exécution de ce Contrat, il est convenu que la Partie concernée répondra avec diligence à la demande d'approbation ou d'avis et dans un délai n'excédant pas trente (30) Jours quand le Contrat ne contient pas de précisions à cet effet et que le refus de délivrer l'approbation ou l'avis doit être écrit et motivé sauf dispositions contraires des Lois en vigueur ou du Contrat.

Article 2. Nature juridique et objet du contrat

2.1 Le présent Contrat est un Contrat de partage de production au sens de l'article 86 du Code pétrolier. Il fixe :

a) d'une part, les conditions dans lesquelles le Contractant réalisera, pour le compte de l'Etat et aux seuls risques et périls du Contractant, les Opérations de recherche à l'intérieur de la Zone contractuelle de recherche et, en cas de découverte d'un Gisement commercial, les Opérations d'exploitation à l'intérieur de toute Zone contractuelle d'exploitation ;

b) d'autre part, les modalités de partage entre l'Etat et le Contractant, de la production issue de tout Gisement commercial découvert à l'intérieur de la Zone contractuelle ;

c) enfin, en cas de découverte d'un Gisement commercial, les conditions relatives à la délivrance d'une ou de plusieurs Autorisation(s) de Transport intérieur au Contractant transport et à la conclusion entre ce dernier et l'Etat d'une ou de plusieurs Conven-

tion(s) de Transport, sans préjudice des Lois en vigueur relatives au transport des hydrocarbures par canalisations.

Article 3. Date d'entrée en vigueur et durée du contrat

3.1 Entrée en vigueur

Le présent Contrat entrera en vigueur le premier Jour ouvrable où l'ensemble des conditions suivantes auront été réalisées (la "Date d'entrée en vigueur") :

a) signature du Contrat par les Parties ;

b) attribution au Contractant de l'autorisation exclusive de recherche ;

c) publication au *Journal Officiel* du Décret d'approbation et de l'arrêté d'attribution ; et

d) paiement par le Contractant des sommes prévues à l'article 36 et des premières sommes prévues aux articles 43 et 44.

Toutefois, les dispositions du Paragraphe 8.1, celles relatives au droit pour le Contractant d'avoir accès aux Données pétrolières et celles des articles 36, 43, 44 et 48, entrent en vigueur à la date de signature du Contrat.

Il est cependant convenu qu'à défaut de paiement par le Contractant, dans les délais stipulés au Contrat, de l'ensemble des sommes visées à l'article 36 et de toutes autres sommes dues à la date d'exigibilité du Bonus de signature conformément aux articles 43 et 44, le Contrat sera résilié de plein droit et sans mise en demeure préalable ni préavis, en ce qui concerne ses dispositions entrées en vigueur à la date de sa signature, et caduc en ce qui concerne toutes les dispositions dont l'entrée en vigueur est subordonnée à la réalisation de l'ensemble des conditions suspensives stipulées dans le présent Paragraphe. Dans ce cas, en l'absence de contrat pétrolier au sens du Code pétrolier, l'Autorisation exclusive de recherche sera retirée de plein droit, sans préavis ni mise en demeure préalable.

3.2 Durée

Le Contrat demeure en vigueur pour la durée de l'Autorisation exclusive de recherche (y compris ses éventuels renouvellements et sa prorogation) et de toute Autorisation exclusive d'exploitation (y compris son éventuel renouvellement) résultant de la Découverte d'un ou de plusieurs Gisement(s) commercial (aux) à l'intérieur de la Zone contractuelle de recherche. Il est rappelé que conformément aux dispositions de l'article 61 du Code pétrolier et du Paragraphe 12.5.4, chaque renouvellement d'une Autorisation exclusive d'exploitation donnera lieu à un avenant modifiant en tout ou partie les termes du Contrat.

3.3 Fin anticipée

Il ne peut être mis fin de façon anticipée au présent Contrat que dans les cas suivants :

a) par consentement mutuel des Parties ;

b) en cas de renonciation par le Contractant à la totalité des droits et obligations résultant de l'Autorisation exclusive de recherche et, le cas échéant, de l'ensemble des Autorisations exclusives d'exploitation ;

c) en cas de retrait de l'Autorisation exclusive de recherche ou de l'ensemble des Autorisations exclusives d'exploitation pour les causes et suivant les modalités prévues à l'article 55, étant entendu que, conformément aux stipulations de l'article 55 susmentionné, le retrait de l'Autorisation exclusive de recherche ou d'une Autorisation exclusive d'exploitation n'entraîne la résiliation anticipée du présent Contrat que pour l'Autorisation et la Zone contractuelle concernée.

3.4 Effets

La fin du présent Contrat pour les causes prévues aux Paragraphes 3.2 et 3.3 ci-dessus, n'aura pas pour effet de décharger les Parties de leurs obligations ou de les priver des droits nés antérieurement à l'arrivée du Terme, notamment le droit d'obtenir la résolution de tous différends nés du Contrat dans les conditions prévues à l'article 58, l'obligation de verser les sommes dues ou payables à l'Etat en vertu du Contrat et se rapportant à la période antérieure à l'arrivée du Terme, ainsi que les obligations concernant les Travaux d'abandon et la fourniture à l'Etat des rapports et informations prévus à l'article 23.

Article 4. Champ d'application et étendue du Contrat

4.1 Champ d'application du Contrat

Les stipulations du présent Contrat régissent l'ensemble des Opérations pétrolières réalisées :

- a) à l'intérieur de la Zone contractuelle de recherche ;
- b) à compter de la découverte d'un ou de plusieurs Gisement(s) commercial (aux), à l'intérieur de la Zone contractuelle d'exploitation de chacune des Autorisations exclusives d'exploitation attribuées en vue de l'exploitation desdits Gisements ainsi qu'à l'extérieur de la Zone contractuelle d'exploitation pour les besoins des Opérations d'exploitation desdits Gisements.

4.2 Droits conférés

Le Contrat ne confère au Contractant aucun droit sur le sol ou le sous-sol ni sur les ressources naturelles des Zones contractuelles concernées, autres que ceux qu'il prévoit expressément.

4.3 Application du Contrat

4.3.1 Les stipulations du Contrat s'appliquent également à tout Cessionnaire.

4.3.2 Les Actionnaires, Sociétés affiliées, Sous-traitants, Fournisseurs, Prêteurs, et les employés du Contractant, des Sous-traitants et des Fournisseurs bénéficient, pour leurs activités liées aux Opérations pétrolières et dans les conditions prévues au Contrat, des droits et garanties dont il est expressément précisé au Contrat qu'ils leur sont respectivement étendus.

4.3.3 La suspension, la dénonciation, l'extinction ou la déchéance des droits et avantages accordés au Contractant en vertu du présent Contrat emporte, de plein droit et dans les mêmes conditions, suspension, dénonciation, extinction ou déchéance de l'extension desdits droits et avantages aux personnes mentionnées au Paragraphe précédent.

Article 5. Droits du contractant dans la conduite des Opérations pétrolières

5.1 Droit exclusif de conduire les Opérations pétrolières dans les Zones contractuelles

Sous réserve de la délivrance de l'Autorisation exclusive de recherche ou, selon le cas, de chaque Autorisation exclusive d'exploitation, le Contractant bénéficie du droit exclusif d'entreprendre, à ses seuls risques et périls et pendant toute la durée du Contrat, les Opérations pétrolières dans la Zone contractuelle de recherche et, selon le cas, dans la ou les Zone(s) contractuelle(s) d'exploitation.

L'Etat garantit à cet égard au Contractant que la Zone contractuelle de recherche est libre de tout droit, demande ou réclamation de tiers relativement à la recherche ou à l'exploitation d'hydrocarbures.

L'Etat confirme également qu'il n'a pas été consenti de droits sur les substances minérales à l'intérieur de la Zone contractuelle de recherche et que dans l'hypothèse d'une telle délivrance à une

date ultérieure, les activités minières devront être entreprises de manière à ne pas gêner ou entraver de quelque manière que ce soit les activités du Contractant. Elles ne pourront être entreprises en tout état de cause dans le voisinage immédiat des installations sisées à l'intérieur des Zones contractuelles d'exploitation affectées à la réalisation des Opérations pétrolières.

5.2 Autres droits du Contractant

Pour l'application du Paragraphe 5.1, le Contractant a le droit, dans les limites et suivant les modalités prévues par la Législation pétrolière et dans le présent Contrat et sous réserve du respect des Lois en vigueur auxquelles le Contractant demeure soumis pour toutes les matières non régies par la Législation pétrolière ou le Contrat :

- a) de bénéficier de l'Autorisation exclusive de recherche et de réaliser des Opérations de recherche à l'intérieur de la Zone contractuelle de recherche ;
- b) de bénéficier d'une Autorisation exclusive d'exploitation pour chaque Découverte d'un ou de plusieurs Gisement(s) commercial (ciaux) à l'intérieur de la Zone contractuelle de recherche ;
- c) sous réserve de l'attribution de l'Autorisation exclusive d'exploitation y afférente, d'exploiter les hydrocarbures extraits de tout Gisement situé dans les limites de l'Autorisation exclusive d'exploitation ainsi que les Substances Connexes, notamment à travers la réalisation d'Opérations d'exploitation, ainsi qu'à travers la séparation, le traitement primaire, la liquéfaction, le stockage, le transport, la vente, la cession et l'exportation de ces hydrocarbures et Substances connexes. Le Raffinage proprement dit est exclu, à l'exception de celui strictement nécessaire à la réalisation des Opérations pétrolières et sous réserve de l'approbation préalable du Ministre chargé des hydrocarbures ;
- d) en cas d'attribution d'une Autorisation exclusive d'exploitation, d'obtenir, pour le Contractant Transport, une Autorisation de transport intérieur et la signature d'une Convention de transport entre l'Etat et le Contractant transport ;
- e) en cas d'attribution d'une Autorisation exclusive d'exploitation, d'obtenir pour le transport de sa production, un accès aux Systèmes de transport des hydrocarbures par canalisations exploités par des tiers, y compris ceux dont les Points de livraison sont situés en dehors du territoire de la République du Niger, dans la limite des capacités de transport disponibles sur ces Systèmes de transport des hydrocarbures par canalisations et aux conditions convenues avec les titulaires des autorisations de transport intérieur concernés et dûment approuvées par l'Etat ;
- f) d'accéder librement et de donner accès à toute personne de son choix aux Zones contractuelles affectées à la réalisation des Opérations pétrolières pour les besoins de ces opérations ;
- g) de décider librement de la manière de conduire les Opérations pétrolières, d'entreprendre toutes études et travaux d'Ingénierie, d'accomplir tous actes juridiques et opérations administratives, de construire et d'exploiter toutes installations et aménagements et de réaliser tous travaux nécessaires aux Opérations pétrolières, notamment les puits, les installations de transport, de stockage, de mise en dépôt des matériaux, équipements, produits et déchets, ainsi que les installations destinées au ballastage et à l'élimination de la pollution, le tout conformément aux règles de l'art de l'industrie pétrolière internationale ;
- h) d'emprunter toutes sommes et de recourir à tous financements nécessaires à la réalisation des Opérations pétrolières ;
- i) de recevoir, le cas échéant, et en pleine propriété, une part de la production d'hydrocarbures issue de la ou des Zone(s) contractuelle(s) d'exploitation, pour le remboursement de ses Coûts pétroliers et à titre de rémunération ;

j) de disposer librement de la part des hydrocarbures lui revenant en pleine propriété suivant les termes du présent Contrat, étant précisé que chaque entité composant le Contractant sera propriétaire d'une quote-part des hydrocarbures extraits suivant la répartition prévue au présent Contrat, et pourra en disposer librement.

5.3 Droits complémentaires

Dans les conditions et limites prévues par la Législation pétrolière et par les Lois en vigueur, le Contractant pourra également :

a) utiliser les installations publiques utiles aux Opérations pétrolières, y compris les aéroports, routes, chantiers et autres installations similaires, moyennant le paiement des redevances dues, le cas échéant, pour une telle utilisation ;

b) occuper les terrains nécessaires à la réalisation des Opérations pétrolières, dans la forme prévue au titre premier, chapitre 3, du Décret d'application, étant entendu que conformément aux dispositions de l'article 17 du Décret d'application, l'Etat est tenu d'accéder aux Demandes d'occupation des terrains formulées par le Contractant pour les parcelles relevant de sa Zone contractuelle, sous réserve qu'il ne pourra être fait de travaux de surface à moins de cinquante (50) mètres autour des agglomérations, plantations, points d'eau, sites archéologiques, lieux culturels, lieux de cultes et sépulture sauf autorisation délivrée par les autorités visées à l'article 24 du Code pétrolier ;

c) procéder ou faire procéder, sur lesdits terrains, à tous travaux de construction et d'infrastructures nécessaires ou utiles aux Opérations pétrolières, y compris l'établissement de bornes repères et de bornes de délimitation, la construction d'installations nécessaires au stockage et à la mise en dépôt des matériaux, équipements, produits et déchets, au ballastage et à l'élimination de la pollution ainsi qu'au transport du matériel, des équipements et des produits extraits, sans préjudice du respect des règles relatives à la réalisation de travaux de construction et d'infrastructures applicables dans les périmètres de protection qui pourraient être institués autour des agglomérations, terrains de culture, plantations, points d'eau, sites archéologiques, lieux culturels et lieux de sépulture, par les autorités visées à l'article 24 du Code pétrolier ;

d) utiliser l'eau nécessaire aux Opérations pétrolières et exécuter ou faire exécuter les sondages et travaux requis pour l'approvisionnement en eau des Opérations pétrolières et du personnel, ainsi que les ouvrages de dérivation des cours d'eau et tous autres ouvrages modifiant le cours des eaux dont la construction aura été dûment autorisée par les autorités compétentes, sous réserve de ne pas porter atteinte à l'approvisionnement en eau des personnes, du bétail, de la faune et de la flore ;

e) utiliser les pierres, le sable, l'argile, le gypse, la chaux et toutes autres substances similaires nécessaires à la conduite des Opérations pétrolières.

5.4 Autorisation de transport intérieur

Les Opérations de transport et les droits du Contractant transport à ce titre seront définis dans les Autorisations de transport intérieur et dans les Conventions de transport et, le cas échéant, dans les Accords internationaux de transport.

Article 6. Obligations générales du contractant dans la conduite des opérations pétrolières

6.1 Respect des lois et règlements

Le Contractant devra se conformer scrupuleusement à l'ensemble des stipulations du présent Contrat et des dispositions de la Législation pétrolière.

6.2 Conduite des Opérations pétrolières

Le Contractant a l'obligation de mener les Opérations pétrolières dans le respect des usages généralement admis dans l'industrie pétrolière internationale et des dispositions de la Législation pétrolière. En particulier, le Contractant fait de son mieux pour respecter les prescriptions suivantes, sans que cette liste ne soit limitative :

a) veiller à ce que tous les matériaux, fournitures, installations et équipements que lui-même ou ses Sous-traitants utilisent dans le cadre des Opérations pétrolières soient conformes aux normes généralement admises dans l'industrie pétrolière internationale, et demeurent en bon état d'utilisation ;

b) utiliser de la façon la plus rationnelle possible, les ressources disponibles dans la Zone contractuelle comme l'eau, le sable et le gravier ;

c) s'assurer que les hydrocarbures découverts ne s'échappent pas, ni ne soient gaspillés ;

d) placer les rebuts et déchets dans des réceptacles construits à cet effet, qui doivent être suffisamment éloignés de tout réservoir, puits d'eau ou installation de stockage, et disposer lesdits rebuts et déchets conformément aux normes et pratiques généralement admises dans l'industrie pétrolière internationale ;

e) prendre toutes mesures usuelles dans l'industrie pétrolière internationale afin d'éviter de causer des dommages aux installations et formations en exploitation ;

f) prévenir les dommages aux formations contenant des hydrocarbures ou aux ressources aquifères sous-jacentes aux formations en production, et prévenir l'introduction d'eau dans les strates contenant des hydrocarbures, à l'exception des quantités d'eau produites aux fins d'utilisation de méthodes d'injection pour la récupération assistée ou pour tout autre motif compatible avec les normes et pratiques généralement admises dans l'industrie pétrolière internationale ;

g) surveiller au mieux et continuellement le Réservoir pendant l'exploitation. À ces fins, le Contractant mesure ou détermine régulièrement la pression et les caractéristiques d'écoulement des fluides ;

h) stocker les hydrocarbures produits conformément aux normes et pratiques en usage dans l'industrie pétrolière internationale ;

i) mettre en place un système d'écoulement des hydrocarbures utilisés pour les Opérations pétrolières et les eaux saumâtres ;

j) s'assurer que ses Sous-traitants se conforment, dans leurs domaines respectifs, aux normes et pratiques généralement admises dans l'industrie pétrolière internationale et aux Lois en vigueur ;

k) se conformer aux décisions du Comité de gestion dans les domaines relevant de sa compétence ;

l) régler à la bonne date les dépenses relatives aux Opérations pétrolières ;

m) acquérir ou obtenir tous permis, approbations, autorisation et droits de passage ou d'occupation qui seraient nécessaires pour la conduite des Opérations pétrolières, en vertu des dispositions de la Législation pétrolière et des Lois en vigueur non contraires à ladite législation ;

n) payer à qui de droit, tous impôts, droits, taxes et autres paiements divers prévus par le Contrat.

6.3 Diligence dans la conduite des Opérations pétrolières

Le Contractant devra effectuer tous les travaux nécessaires à la réalisation des Opérations pétrolières avec diligence et selon les règles de l'art en usage dans l'industrie pétrolière internationale.

6.4 Responsabilité

6.4.1 Dans les limites et suivant les modalités prévues par les stipulations du Contrat relatives à la responsabilité du Contractant et au règlement des différends, le Contractant devra indemniser l'Etat de tout dommage direct causé à l'Etat par la faute sa faute, ses dirigeants, ses employés, préposés ou agents ainsi que les personnes qu'il se serait substituées en vue de l'exécution du Contrat.

6.4.2 Le Contractant sera seul responsable des dommages directs causés aux tiers du fait des Opérations pétrolières ou par le fait de ses préposés, agents ou employés dans l'exécution du Contrat. Pour l'application de ce Paragraphe, l'Etat est considéré comme un tiers en ce qui concerne les dommages causés aux ouvrages publics, bâtiments et autres constructions relevant du domaine public ou du domaine privé de l'Etat.

Cette stipulation est également applicable aux dommages directs causés à l'environnement dès lors que ces dommages excèdent le niveau d'atteinte à l'environnement généralement admis dans l'industrie pétrolière internationale et par les Lois en vigueur.

6.5 Contentieux

6.5.1 Le Contractant gère tout contentieux avec les tiers décluant des Opérations pétrolières dans le cadre des budgets autre que les contentieux ou litiges qui pourraient survenir entre les Parties, et informe le Comité de gestion du règlement de toute réclamation fondée ou de toute somme due en vertu d'une décision juridictionnelle devenue définitive. Le cas échéant, il soumet au Comité de gestion le règlement de ces réclamations pour approbation lorsqu'ils excèdent les plafonds budgétaires fixés au Paragraphe 22.4.

6.5.2 Si un contentieux en rapport avec les Opérations pétrolières ou pouvant avoir un impact sur celles-ci survient entre l'Etat et un tiers et si la responsabilité du Contractant pourrait être mise en cause au titre des stipulations de ce Contrat en relation avec ce contentieux, l'Etat en informe le Contractant dans les plus brefs délais. Le Contractant est alors tenu :

a) soit d'intervenir à l'instance aux côtés de l'Etat afin de faire valoir les moyens de défense qu'il pourrait opposer aux prétentions du tiers, sans préjudice des réserves éventuelles qu'il pourrait avoir concernant sa mise en cause par l'Etat au titre du Contrat ;

b) soit d'accéder à la demande, sous réserve d'en informer préalablement le Comité de gestion.

Les sommes payées par le Contractant en application du présent Paragraphe sont imputables aux Coûts pétroliers sauf en cas de faute du Contractant, de ses dirigeants, ses employés, préposés ou agents ou de toute autre personne dont le Contractant doit répondre en vertu du Contrat.

Article 7. Obligations de l'Etat

7.1 Délivrance des autorisations

L'Etat s'engage dans les conditions et délais prévus par le Contrat et la Législation pétrolière à délivrer au Contractant les autorisations prévues par la Législation pétrolière pour la conduite des Opérations pétrolières. Il s'agit, notamment, de l'Autorisation exclusive de recherche et de la ou des Autorisations exclusives d'exploitation.

7.2 Obligation d'assistance de l'Etat

7.2.1 L'Etat facilitera au mieux le bon déroulement des Opérations pétrolières et apporter son assistance au Contractant ainsi qu'à ses Sociétés affiliées, Sous-traitants, Fournisseurs, Prêteurs, et employés pour leurs activités liées aux Opérations pétrolières, dans les limites fixées au présent Contrat et par les Lois en vigueur.

L'Etat s'assurera par tout moyen du respect, par les Sous-traitants et autres Fournisseurs des biens et/ou services à la fois au Contractant et à tous autres titulaires, des lois et règlements en vigueur sur la concurrence et la distribution et de l'ensemble des textes prohibant les pratiques commerciales anti-concurrentielles ou discriminatoires, de manière à ce que lesdits Sous-traitants ou Fournisseurs fournissent des services au Contractant sur la même base (qualité et prix) que celle appliquée à d'autres titulaires, à conditions égales.

L'obligation d'assistance mentionnée au Paragraphe 7.2.1, porte notamment sur les domaines suivants, sans que cette liste ne soit exhaustive :

a) l'attribution des autorisations domaniales et concessions immobilières nécessaires à l'occupation des terrains affectés aux Opérations pétrolières, aux conditions et suivant les modalités prévues par la Législation pétrolière ;

b) l'attribution de toutes autorisations ou attestations requises en matière de changes, de douane et d'import-export y compris notamment, l'attribution des certificats d'exonération en matières fiscale et douanière, prévus respectivement aux articles 49 et 50 ;

c) l'attribution de visas, permis de travail, cartes de séjour et de tous autres documents nécessaires à l'entrée, au travail, au séjour et à la circulation en République du Niger du personnel expatrié employé par le Contractant et les membres de leurs familles ;

d) l'attribution des autorisations requises, le cas échéant, pour l'expédition à l'étranger des documents, données ou échantillons aux fins d'analyse ou de traitement pour les besoins des Opérations pétrolières ;

e) la facilitation des relations avec l'administration et les autorités administratives ;

f) toute autre assistance de nature à faciliter et à sécuriser la réalisation des Opérations pétrolières, notamment en matière d'ordre et de sécurité publics.

7.3 Rémunération du Contractant

L'Etat est tenu de rémunérer le Contractant dans les conditions prévues au Titre VI du présent Contrat.

7.4 Stabilisation

L'Etat garantit au Contractant la stabilité du régime juridique, économique, fiscal, douanier, financier et en matière de contrôle des changes applicable au Contrat et aux Opérations pétrolières dans les conditions fixées à l'article 57 du présent Contrat.

7.5 Transport des hydrocarbures par canalisations

Dans les meilleurs délais suivant une demande d'octroi de chaque Autorisation exclusive d'exploitation pour laquelle le Contractant anticipe le besoin de construire un Système de transport des hydrocarbures par canalisations, l'Etat, conformément à l'Annexe D et sous réserve que le Contractant transport en ait fait la demande dans les conditions prévues par la Législation pétrolière (a) signera avec le Contractant transport une Convention de transport ; (b) délivrera au Contractant transport une Autorisation de transport intérieur.

L'Etat déclare et garantit qu'à compter de la délivrance d'une Autorisation de transport intérieur et de la signature d'une Convention de transport pour un Système de transport des hydrocarbures par canalisations donné, le Contractant transport aura le droit de conduire des Opérations de transport relativement à un tel Système de transport des hydrocarbures par canalisations sans avoir besoin d'aucune autre convention avec l'Etat. L'Etat garantit, par ailleurs, au Contractant transport l'octroi, dans les meilleurs délais de toutes les autorisations dont il pourrait avoir besoin,

sous réserve du respect par le Contractant transport des formalités et conditions prévues à cet effet par la Législation en vigueur et tout retard de l'Etat dans l'octroi desdites autorisations prorogera la Période intermédiaire de la durée du retard.

7.7 Communication des données préexistantes

L'Etat communiquera dans les meilleurs délais au Contractant toutes les données dont il dispose concernant la Zone contractuelle de recherche, y compris toute information géologique, géophysique et géochimique, et, en particulier, toutes diagraphies, cartes, études, rapports d'études, déblais de forage, carottes, échantillons, résultats d'analyses, résultats de tests, mesures sur les puits existants et évolution des pressions.

TITRE II - DE LA RECHERCHE

Article 8. De l'attribution, de la durée et du renouvellement de l'autorisation exclusive de recherche

8.1 Attribution et commencement des Opérations de recherche

8.1.1 L'Etat octroiera au Contractant l'Autorisation exclusive de recherche par arrêté du Ministre chargé des hydrocarbures, dans un délai de trente (30) Jours suivant la date de signature du Contrat.

8.1.2 L'Autorisation exclusive de recherche est octroyée pour une durée de quatre (4) années à compter de la date d'octroi, c'est-à-dire de la date de publication au *Journal Officiel* de l'Arrêté d'Attribution (la "Période initiale").

8.1.3 L'Autorisation exclusive de recherche et les intérêts qui en découlent ont le caractère de droit réel mobilier distinct de la propriété du sol. Conformément aux dispositions de l'article 38 du Code pétrolier, elle est indivisible, non amodiable et non susceptible de faire l'objet de sûreté.

8.1.4 Le Contractant est tenu d'entreprendre les Opérations de recherche sur le terrain au plus tard cent quatre-vingt (180) Jours à compter de la date d'attribution de l'Autorisation exclusive de recherche.

8.1.5 Sauf cas de Force majeure, le non-respect du délai mentionné à l'alinéa 8.1.4, constitue un Manquement et peut entraîner le retrait de l'Autorisation exclusive de recherche conformément aux stipulations de l'article 55.

8.2 Renouvellement

8.2.1 L'Autorisation exclusive de recherche sera renouvelée, à la demande du Contractant, à deux reprises au maximum et pour la durée demandée par le Contractant dans sa demande de renouvellement sous réserve :

a) que la durée de chaque renouvellement n'excède pas deux (2) ans ;

b) que la durée totale de validité de l'Autorisation exclusive de recherche résultant du cumul de la Période initiale et des différentes périodes de renouvellement n'excède pas huit (8) ans, sans préjudice d'une éventuelle prorogation conformément aux dispositions du Paragraphe 10.3.

8.2.2 Le renouvellement de l'Autorisation exclusive de recherche est de droit sous réserve du respect par le Contractant de son Programme de travail minimum et que, au cours de la Période de validité, le Contractant ne se soit pas vu adresser une notification de remédier à un Manquement conformément aux stipulations du Paragraphe 55.3 restée sans effet. Tout rejet de la demande de renouvellement de l'Autorisation exclusive de recherche doit donc être dûment motivé et notifié au Contractant au plus tard trente (30) Jours avant la date d'expiration de la Période de validité en cours. A défaut de rejet dans les conditions ci-avant, le renouvellement

est de droit et le Ministre chargé des hydrocarbures octroie le renouvellement de l'Autorisation dans les meilleurs délais.

8.2.3 Lorsque le droit à l'octroi du renouvellement est acquis au profit du Contractant conformément au Paragraphe 8.2.2 ci-dessus, celui-ci conserve l'intégralité de ses droits à l'intérieur de la Zone contractuelle de recherche et demeure assujetti à l'intégralité des obligations qui en découlent, dans la limite du périmètre objet de sa demande, jusqu'à l'obtention formelle de la décision du Ministre chargé des hydrocarbures octroyant le renouvellement. Cette disposition n'impose pas toutefois au Contractant d'entreprendre ou de poursuivre des Opérations de recherche tant que le renouvellement n'a pas été formellement octroyé.

8.2.4 La demande de renouvellement de l'Autorisation exclusive de recherche est adressée par le Contractant au Ministre chargé des hydrocarbures au moins cent vingt (120) Jours avant la date d'expiration de la Période de validité de l'autorisation exclusive de recherche en cours, et comporte les éléments suivants :

a) les informations nécessaires à l'identification de l'Autorisation exclusive de recherche dont le renouvellement est demandé ;

b) la carte géographique à l'échelle 1/200.000e du périmètre que le Contractant souhaite conserver, déterminé conformément aux dispositions de l'article 5 du Décret d'application, précisant la superficie, les sommets et les limites dudit périmètre, ainsi que les limites des Autorisations distantes de moins de cent (100) kilomètres du périmètre visé par la demande ;

c) un mémoire géologique détaillé qui expose les travaux déjà exécutés et leurs résultats, précise dans quelle mesure les objectifs indiqués dans la demande initiale ont été atteints ou modifiés et justifie le choix du ou des périmètre(s) que le Contractant demande à conserver ;

d) un mémoire qui expose les Travaux d'abandon réalisés par le titulaire sur les équipements et installations ne présentant plus d'utilité pour les Opérations pétrolières et qui justifie la nécessité de conserver les équipements et installations n'ayant pas fait l'objet de Travaux d'abandon pour les Opérations pétrolières à venir ;

e) la durée du renouvellement sollicité qui ne peut excéder celle prévue à l'article 39 alinéa 2 du Code pétrolier ;

f) l'état de réalisation, à la date de la demande de renouvellement, du Programme de travail minimum souscrit pour la Période de validité en cours ;

g) une quittance attestant le versement au Ministère en charge des hydrocarbures des droits fixes pour l'examen de la demande d'approbation du renouvellement de l'Autorisation exclusive de recherche ;

h) la durée, le programme général et l'échelonnement des Opérations de recherche que le Contractant se propose d'exécuter pendant la durée du renouvellement sollicité.

Toute demande de renouvellement devra, à peine d'irrecevabilité, comporter la mention " demande de renouvellement de l'Autorisation exclusive de recherche " avec indication précise des articles pertinents du Code pétrolier et du Contrat.

8.2.5 Conformément à la Législation pétrolière, le Contractant est tenu d'indiquer dans sa demande de renouvellement le périmètre qu'il choisit de conserver, lequel ne peut excéder cinquante pour cent (50%) de la superficie de l'Autorisation exclusive de recherche telle que fixée à la date de dépôt de la demande de renouvellement.

En cas de renouvellement de l'Autorisation exclusive de recherche, les surfaces faisant l'objet d'une demande d'attribution d'une Autorisation exclusive d'exploitation déclarée recevable font automatiquement partie de la Zone contractuelle de recherche renouvelée.

8.2.6 Le renouvellement de l'Autorisation exclusive de recherche est octroyé au Contractant par arrêté du Ministre chargé des hydrocarbures notifié au Contractant dans un délai de quinze (15) Jours à compter de la date de signature de cet arrêté.

8.3 Terme de l'autorisation exclusive de recherche

Sous réserve des stipulations du Paragraphe 8.2.3, à l'arrivée du terme de l'Autorisation exclusive de recherche pour quelque raison que ce soit et notamment du fait de la renonciation totale, du retrait ou de l'expiration de la Période de validité de ladite Autorisation, renouvelée et prorogée le cas échéant, le Contractant procédera au rendu de la totalité de la Zone contractuelle, à l'exclusion de toutes surfaces déjà couvertes par des Autorisations exclusives d'exploitation ou par des demandes d'attribution d'Autorisations exclusives d'exploitation jugées recevables conformément aux dispositions du Paragraphe 12.3 ci-dessous.

Article 9. Du programme de travail minimum

9.1 Période initiale

Pendant la Période Initiale, le Contractant s'engage à effectuer à titre de programme de travail minimum de forage de trois (3) puits d'exploitation à une profondeur de minimum de deux mille cinq cents (2500) mètres chacun.

9.2 Première période de renouvellement

Pendant la première période de renouvellement de l'Autorisation exclusive de recherche, le Contractant s'engage à effectuer à titre de programme de travail minimum de forage de deux (2) puits d'exploitation à une profondeur de minimum de deux mille cinq cents (2500) mètres chacun.

9.3 Deuxième période de renouvellement

Pendant la deuxième période de renouvellement de l'Autorisation exclusive de recherche, le Contractant s'engage à effectuer à titre de programme de travail minimum de forage d'un puit d'exploitation à une profondeur de minimum de deux mille cinq cents (2500) mètres.

9.4 Modification du programme de travail minimum

En fonction du résultat des travaux de recherche entrepris lors de la Période initiale ou de la première Période de renouvellement de l'Autorisation, selon le cas, le Contractant pourra proposer à l'Etat la modification du Programme de travail minimum pour la période suivante. Cette modification prendra, notamment, en considération la réduction de la Zone contractuelle de recherche du fait, le cas échéant, de la demande ou de l'octroi d'une ou de plusieurs Autorisation(s) exclusive(s) d'exploitation.

Conformément à la Législation pétrolière, une modification du Programme de travail minimum ne peut intervenir que par voie d'avant-projet au Contrat approuvé par le Conseil des Ministres.

9.5 Pénalités

Si au terme de la Période initiale ou de l'une quelconque des Périodes de renouvellement, accordées, le cas échéant, au Contractant, ou si du fait de la renonciation totale ou du retrait de l'Autorisation exclusive de recherche au cours desdites périodes, les travaux n'ont pas atteint les engagements minima relatifs à la période concernée tels que stipulés dans les Paragraphes 9.1, 9.2 ou a), le Contractant versera à l'Etat, dans les trente (30) Jours suivant la fin de la période concernée, la date de prise d'effet de la renonciation totale ou la date du retrait de l'Autorisation exclusive de recherche, à titre d'indemnité forfaitaire, une pénalité égale à Cent mille (100 000) Dollars ou l'équivalent en FCFA par forage inexécutable.

Le paiement de ces pénalités forfaitaires pour non-exécution du Programme de travail minimum n'exonère pas le Contractant de l'exécution des obligations autres que celles du Programme de travail minimum à sa charge au terme du Contrat.

9.6 Satisfaction de l'obligation de forage

9.6.1 L'obligation de forage pour un puits donné sera considérée comme satisfait lorsque ce puits aura atteint son objectif de profondeur contractuel.

9.6.2 Un forage sera réputé avoir atteint l'objectif de profondeur contractuel si, le forage ayant été exécuté selon les règles de l'art généralement admises dans l'industrie pétrolière internationale, l'arrêt est notamment justifié par l'une des raisons suivantes :

a) la formation visée est rencontrée à une profondeur inférieure à la profondeur contractuelle ;

b) rencontre de couches sur-pressurisées ou perte de circulation que le Contractant n'est pas parvenu à surmonter en dépit de tentatives raisonnables ;

c) des formations rocheuses sont rencontrées, dont la dureté ne permet pas la poursuite du forage avec des équipements habituels ;

d) des formations pétrolières sont rencontrées, dont la traversée nécessite, pour leur protection, la pose de tubes ne permettant pas d'atteindre la profondeur contractuelle ; ou

e) d'autres circonstances techniques non imputables au Contractant sont rencontrées qui ne permettent pas la poursuite du forage avec des équipements habituels.

Le forage arrêté pour les raisons ci-dessus est réputé avoir été foré à la profondeur contractuelle à condition que les raisons invoquées aient été aussitôt portées à la connaissance du Ministre chargé des hydrocarbures. Les différends y afférents intervenus entre les Parties sont, à défaut de conciliation, soumis à la Procédure d'expertise.

9.7 Travaux par anticipation

Si, au cours de la Période initiale ou d'une Période de renouvellement, le Contractant réalise, en sus du Programme de travail minimum prévu au titre desdites périodes, des Opérations de recherche dont l'exécution fait partie du Programme de travail minimum de la première ou de la seconde Période de renouvellement de l'Autorisation exclusive de recherche, les travaux supplémentaires ainsi réalisés viendront en déduction de ses obligations contractuelles prévues pour la ou les période(s) suivantes, sous réserve que ces travaux aient été réalisés conformément aux normes et pratiques généralement admises dans l'industrie pétrolière internationale.

Si le Programme de travail minimum afférent à une Période de validité a été réalisé en totalité durant une période précédente, le Contractant s'engage néanmoins à exécuter à l'intérieur de la Zone contractuelle et durant la période en cours, le forage d'au moins un (1) puits d'Exploration.

9.8 Représentants de l'Etat

Des représentants de l'Etat seront associés aux Opérations de recherche prévus au présent article. Tous les éléments de rémunération de ces représentants resteront à la charge de l'Etat. Toutefois, les frais associés à cette participation seront à la charge du Contractant. Un protocole sera établi entre les Parties pour préciser les frais à prendre en considération et les modalités de leur paiement.

Article 10. De la découverte d'hydrocarbures

10.1 Déclaration de découverte d'hydrocarbures

a) Le Contractant est tenu de notifier à l'Etat toute Découverte effectuée à l'intérieur de la Zone contractuelle de recherche au plus tard sept (7) Jours à compter de cette découverte. Si une découverte dont les réserves estimées excèdent cinq (5) millions de barils récupérables n'est pas notifiée dans le délai de sept (7) Jours, le Contractant encourt une sanction financière d'un million de Dollars. Dans les trente (30) Jours qui suivent la Découverte, le Contractant transmet au Ministre chargé des hydrocarbures un rapport concernant ladite Découverte et contenant toutes les informations disponibles au sujet de cette découverte.

b) Dans le cas où l'Etat, notamment à l'occasion de la surveillance administrative des Opérations pétrolières, aurait connaissance de l'existence d'une Découverte n'ayant pas fait l'objet de Déclaration conformément aux dispositions de l'alinéa (a) du présent Paragraphe 10.1, il est en droit d'adresser au Contractant une mise en demeure de se conformer, dans un délai maximum de trente (30) Jours, aux dispositions de ce Paragraphe en procédant, dans ce délai, d'une part à la déclaration de la Découverte et, d'autre part, au dépôt du rapport concernant ladite Découverte.

c) A défaut de se conformer aux dispositions du présent Paragraphe à l'expiration du délai mentionné à l'alinéa (b) ci-dessus, le Contractant sera réputé coupable d'un Manquement pouvant donner lieu au retrait de l'Autorisation visée dans les conditions prévues au Paragraphe 55.4, sans qu'il soit besoin de mettre en œuvre la procédure prévue au Paragraphe 55.3. Tout différend entre les Parties quant à l'existence ou non d'une Découverte est réputé être un différend technique au sens des dispositions du Paragraphe 55.6.. La mise en œuvre, à l'égard de ce différend, de la procédure de règlement des différends prévue à l'article 58 suspend l'application de la sanction prévue au présent alinéa.

10.2 Étude de faisabilité

10.2.1 Au plus tard dans les quatre-vingt-dix (90) Jours qui suivent la notification de la Découverte et si le Contractant estime que ladite Découverte permet de présumer l'existence d'un Gisement commercial, il doit entreprendre la réalisation d'une Étude de faisabilité permettant d'établir l'existence ou non d'un Gisement commercial.

10.2.2 Lorsque la Découverte porte sur un Gisement dont les limites pourraient se trouver à cheval sur d'autres Autorisations minières d'hydrocarbures, le Contractant informe les titulaires desdites Autorisations, avant l'expiration du délai de quatre-vingt-dix (90) jours susvisé, de son intention de réaliser une Étude de faisabilité. L'Etat peut, dans ce cas :

a) communiquer aux titulaires de l'ensemble des Autorisations minières d'hydrocarbures concernées, les Données pétrolières relatives à la Découverte dont l'évaluation est envisagée ;

b) solliciter desdits titulaires l'adoption de toutes mesures de nature à leur permettre d'évaluer cette Découverte afin de déterminer l'existence ou non d'un Gisement commercial et notamment de signer un accord de pré-unitisation destiné à fixer notamment les modalités d'une évaluation conjointe de ce gisement.

10.2.3 Lorsque la Découverte porte sur un Gisement dont les limites pourraient se trouver à cheval sur une zone non couverte par une Autorisation Minière d'hydrocarbures, le Contractant en informe l'Etat dans la notification de Découverte visée au Paragraphe 10.1. Si le Contractant estime que cette Découverte permet de présumer l'existence d'un Gisement commercial, il soumet au Ministre chargé des hydrocarbures, une demande aux fins d'extension temporaire des limites de sa Zone contractuelle de recherche pour les besoins de l'évaluation de la Découverte concernée.

La demande visée à l'alinéa premier du présent article est assortie :

- a) d'un mémoire technique qui la justifie ;
- b) des coordonnées du périmètre qui en est l'objet.

L'extension est accordée par arrêté du Ministre chargé des hydrocarbures dans un délai maximum de trente (30) Jours à compter de la réception de la demande. Le silence gardé par le Ministre chargé des hydrocarbures à l'expiration de ce délai vaut acceptation de la demande. Tout refus d'accéder à la demande formée par le titulaire doit être dûment justifié.

10.2.4 À la suite de l'achèvement de chaque Étude de Faisabilité, le Contractant mettra à la disposition de l'Etat, un budget qui sera consacré à l'analyse de l'Étude de faisabilité par un cabinet spécialisé sélectionné par l'Etat. Ce budget constitue un Coût pétrolier dont le montant sera négocié par les deux parties.

10.3 Prorogation de la validité de l'Autorisation exclusive de recherche pour étude de faisabilité

10.3.1 Conformément aux dispositions de l'article 40 du Code pétrolier, la durée de validité de l'Autorisation exclusive de recherche sera prorogée d'une durée supplémentaire de deux (2) années, sur demande du Contractant, afin de lui permettre de finaliser une Étude de faisabilité ou une Étude de faisabilité du Système de transport des hydrocarbures par canalisations.

10.3.2 Le Contractant dépose à cet effet auprès du Ministre chargé des hydrocarbures, une demande, au moins cent-vingt (120) Jours avant la date d'expiration de la Période de validité en cours. Cette demande de prorogation de la Période de validité de l'Autorisation exclusive de recherche inclut :

- a) les renseignements nécessaires à l'identification de l'Autorisation exclusive de recherche ;
- b) la carte géographique à l'échelle 1/200.000e de la zone que le Contractant souhaite conserver, en précisant la superficie, les sommets et les limites dudit périmètre, ainsi que les limites des Autorisations distantes de moins de cent (100) kilomètres du périmètre visé par la demande ;
- c) un mémoire qui expose l'état d'avancement de l'Étude de faisabilité ou de l'Étude de faisabilité du système de transport des hydrocarbures par canalisations ainsi que les raisons économiques ou techniques justifiant le besoin d'obtenir une prorogation ;
- d) la durée de la prorogation sollicitée par le Contractant, dans la limite de la durée prévue à l'article 40 du Code pétrolier ;
- e) l'état de réalisation, à la date de la demande de prorogation, du Programme de travail minimum souscrit pour la période en cours ;
- f) une quittance attestant le versement des droits fixes au Ministère en charge des hydrocarbures pour l'examen de la demande d'approbation de la prorogation de la Période de validité de l'Autorisation exclusive de recherche ;
- g) le programme général échelonné des travaux supplémentaires nécessaires à la finalisation de l'Étude de faisabilité ou de l'Étude de faisabilité du Système de transport des hydrocarbures par canalisations.

Toute demande de prorogation devra, à peine d'irrecevabilité, comporter la mention "demande de prorogation de l'Autorisation exclusive de recherche" avec indication précise des articles pertinents du Code pétrolier et du Contrat.

Aux fins d'accorder la prorogation, le Ministre peut faire rectifier ou compléter le dossier de demande de prorogation par le Contractant, s'il y a lieu.

10.3.3 La prorogation de l'Autorisation exclusive de recherche est accordée par arrêté du Ministre chargé des hydrocarbures et notifiée au Contractant dans un délai de quinze (15) Jours à compter de la date de signature de l'arrêté. Le rejet de la demande de prorogation doit être dûment motivé et notifié au Contractant au plus tard trente (30) Jours avant la date d'expiration de la Période de validité en cours. À défaut de rejet dans les conditions ci-dessus, la prorogation est de droit et le Ministre chargé des hydrocarbures octroie la prorogation de l'Autorisation dans les meilleurs délais.

10.3.4 Lorsque le droit à la prorogation est acquis au profit du Contractant conformément aux stipulations du présent Paragraphe 10.3, celui-ci conserve l'intégralité de ses droits à l'intérieur de la Zone contractuelle de recherche et demeure assujetti à l'intégralité des obligations qui en découlent jusqu'à l'intervention formelle de la décision du Ministre chargé des hydrocarbures octroyant la prorogation. Cette disposition n'impose pas toutefois au Contractant d'entreprendre ou de poursuivre des Opérations de recherche tant que la prorogation n'a pas été formellement octroyée.

Article 11. De la division de l'autorisation exclusive de recherche

11.1 Demande de division

Le Contractant pourra, à tout moment, demander la Division de l'autorisation exclusive de recherche. À cet effet, il dépose auprès du Ministre chargé des hydrocarbures, une demande d'autorisation de Division comportant :

- a) les renseignements nécessaires à l'identification de l'Autorisation exclusive de recherche ;
- b) la carte géographique à l'échelle 1/200000e des périmètres résultants de la Division, déterminés conformément aux dispositions de l'article 5 du Décret d'application, précisant les superficies, sommets et limites desdits périmètres, ainsi que les limites des Autorisations distantes de moins de cent (100) kilomètres des périmètres visés par la demande ;
- c) le cas échéant, les intervalles de profondeur des horizons géologiques objet de la Division ;
- d) une quittance attestant le versement au Ministère en charge des hydrocarbures des droits fixes pour l'examen de la demande d'approbation de la Division de l'autorisation ;
- e) les raisons, notamment d'ordre technique ou financier, qui motivent la demande de Division ;
- f) le Programme de travail minimum que le titulaire s'engage à réaliser sur chacune des Autorisations résultant de la division ;
- g) les projets d'avenants au Contrat relatif à l'Autorisation exclusive de recherche.

L'Etat fait rectifier ou compléter le dossier de la demande par le Contractant, s'il y a lieu.

11.2 Avenant de division

La Division donne lieu à l'établissement de projets d'avenants au présent Contrat qui doivent être approuvés par décret pris en Conseil des Ministres puis signés par le Ministre chargé des hydrocarbures et le Contractant dans les trente (30) Jours suivant la date de la signature du décret d'approbation. Passé ce délai, ledit décret devient caduc et peut être retiré à tout moment.

11.3 Arrêté autorisant la division

La Division de l'autorisation exclusive de recherche est accordée par arrêté du Ministre chargé des hydrocarbures au plus tard dans les trente (30) Jours après la signature des avenants au Contrat mentionnée au Paragraphe 11.2 par arrêtés du Ministre chargé des hydrocarbures portant octroi au Contractant des nouvelles

Autorisations exclusives de recherche résultant de la division. Notification en est faite au Contractant dans les quinze (15) jours suivant la date de signature des arrêtés.

TITRE III - DE L'EXPLOITATION

Article 12. De l'attribution, de la durée et du renouvellement d'une autorisation exclusive d'exploitation

12.1 Demande d'Autorisation exclusive d'exploitation

Si le Contractant conclut qu'un Gisement est un Gisement commercial, ou que plusieurs Gisements sont des Gisements commerciaux, il pourra faire une demande pour, et aura droit d'obtenir séparément pour chaque Gisement commercial ou collectivement pour plus d'un desdits Gisements commerciaux, au choix du Contractant, une Autorisation exclusive d'exploitation.

Toutefois, nonobstant toute disposition contraire et sans préjudice des dispositions du Paragraphe 13.5.2, tout Gisement commercial découvert sur la Zone contractuelle de recherche postérieurement à l'octroi d'une Autorisation exclusive d'exploitation et qui n'est pas contenu en partie dans la zone délimitée par les perpendiculaires indéfiniment prolongées en profondeur du périmètre d'une Zone contractuelle d'Exploitation, ne pourra pas être rattaché à une Autorisation exclusive d'exploitation existante et devra faire l'objet d'une demande d'attribution d'une nouvelle Autorisation exclusive d'exploitation.

12.2 Contenu de la demande d'Autorisation exclusive d'exploitation

La demande d'octroi est adressée au Ministre chargé des hydrocarbures par le Contractant et comporte, outre les documents et informations exigés de tout demandeur d'une Autorisation conformément aux dispositions de l'article 110 du Décret d'application, les renseignements suivants :

- a) les coordonnées et la superficie du périmètre sollicité ainsi que les circonscriptions administratives intéressées ;
- b) la carte géographique à l'échelle 1/200.000e du périmètre concerné, précisant les sommets et les limites dudit périmètre déterminés conformément aux dispositions de l'article 5 du Décret d'application, ainsi que les limites des Autorisations distantes de moins de cent (100) kilomètres du périmètre visé par la demande ;
- c) l'intervalle de profondeur contenant l'horizon géologique objet de la demande ;
- d) un plan de la Zone contractuelle d'exploitation demandée en double exemplaire, à l'échelle de 1/20.000e ou de 1/50.000e, indiquant tous les puits de développement ou de production proposés, auquel est annexé un mémoire technique justifiant la délimitation du périmètre de la Zone contractuelle d'exploitation demandée. Les perpendiculaires indéfiniment prolongées en profondeur de ce périmètre doivent inclure uniquement le Gisement objet de la demande d'Autorisation exclusive d'exploitation ainsi que le périmètre raisonnablement nécessaire pour développer et exploiter ledit Gisement. Lorsque la demande d'Autorisation exclusive d'exploitation est formulée pour plusieurs Gisements, le périmètre de la Zone contractuelle d'exploitation demandée sera constitué des périmètres de chaque Gisement déterminé conformément aux dispositions du présent alinéa (d) ainsi que du périmètre raisonnablement nécessaire pour développer et exploiter lesdits Gisements ;
- e) la durée de l'Autorisation exclusive d'exploitation sollicitée qui ne peut être supérieure à celle fixée à l'article 60 du Code pétrolier ;
- f) l'engagement de présenter au Ministre chargé des hydrocarbures, dans le mois qui suit l'octroi de l'Autorisation exclusive d'exploitation, le programme de travail du reste de l'Année civile en

cours et, avant le 31 octobre de chaque année, le Programme annuel de travaux de l'Année civile suivante ;

g) un rapport d'Étude de Faisabilité, accompagné de tous les documents, informations et analyses qui démontrent qu'un Gisement est un Gisement commercial ou que plusieurs Gisements sont des Gisements commerciaux. Le rapport d'Étude de faisabilité comprend les données techniques et économiques du ou des Gisement(s) concerné(s), leurs évaluations, interprétations, analyses et, notamment :

- les données géophysiques, géochimiques et géologiques ;
- l'épaisseur et l'étendue des strates productives ;
- les propriétés pétro-physiques des formations contenant des Réservoirs naturels ;
- les données pression-volume-température ;
- les indices de productivité des Réservoirs pour les puits testés à plusieurs taux d'écoulement, de perméabilité et de porosité des formations contenant des Réservoirs naturels ;
- les caractéristiques et qualités des hydrocarbures découverts ;
- les évaluations des Réservoirs et les estimations de réserves d'hydrocarbures récupérables, assorties des probabilités correspondantes en matière de profil de production. La quantité des réserves récupérables devra être certifiée par un cabinet indépendant, sélectionné conjointement par l'Etat et le Contractant, et le certificat transmis dans le cadre de la demande ;
- l'énumération des autres caractéristiques et propriétés importantes des Réservoirs et des fluides qu'ils contiennent ;
- un plan de développement et d'exploitation du ou des Gisement(s) concerné(s) par la demande (le "Plan de Développement et d'Exploitation") et le budget correspondant, que le Contractant s'engage à suivre. Ce plan comprend notamment les informations suivantes :

- l'estimation détaillée des coûts des Opérations de développement et des Opérations d'exploitation ;
- des propositions détaillées relatives à la conception, la construction et la mise en service des installations destinées aux Opérations pétrolières ;
- les programmes de forage ;
- le nombre et le type de puits ;
- la distance séparant les puits ;
- le profil prévisionnel de production pendant la durée de l'exploitation envisagée ;
- le plan d'utilisation du Gaz naturel associé ;
- le schéma et le calendrier de développement du ou des Gisement(s) ;
- la description des mesures de sécurité prévues pendant la réalisation des Opérations pétrolières ;
- les scénarios de développement possibles envisagés par le Contractant ;

- le schéma préliminaire envisagé pour les Travaux d'abandon ;
- les projections financières complètes pour la période d'exploitation y compris le coût envisagé pour les Travaux d'abandon ;
- un mémoire indiquant les résultats de tous les travaux effectués pour la Découverte des Gisements et leur délimitation ;

- les conclusions et recommandations quant à la faisabilité économique et le calendrier arrêté pour la mise en route de la production commerciale, en tenant compte des points énumérés ci-dessus.

h) en ce qui concerne le transport des hydrocarbures :

- une demande d'octroi d'une Autorisation de transport intérieur déposée dans les formes précisées à l'article 220 du Décret d'application ; ou

- toute convention relative au transport des hydrocarbures extraits du ou des Gisements commerciaux faisant l'objet de la demande sur un Système de transport des hydrocarbures par canalisations existant ; ou

- toute demande visant à obtenir du Ministre chargé des hydrocarbures qu'il intervienne auprès du titulaire d'une autorisation de transport intérieur qui dispose de capacités disponibles mais avec lequel le Requérant ne parvient pas à s'accorder sur une convention relative au transport des hydrocarbures ;

i) un rapport d'Étude d'impact environnemental approfondie approuvé conformément aux Lois en vigueur ;

j) une Demande d'occupation des terrains portant sur les terrains nécessaires à la réalisation des Opérations pétrolières et des opérations visées à l'article 12 du Code pétrolier, établie dans la forme prévue au titre premier, chapitre 3, du Décret d'application ;

k) un PPDC et un PPDR approuvés conformément aux dispositions de l'article 107 du Décret d'application ;

l) les programmes visant à accorder la préférence aux entreprises du Niger pour les contrats de fourniture et de sous-traitance ;

m) une quittance attestant le versement au Ministère en charge des hydrocarbures des droits fixes pour l'examen de la demande d'attribution de l'Autorisation exclusive d'exploitation ;

n) un projet de Contrat d'association ou, le cas échéant, d'Avantage au contrat d'association, s'il en existe un, établi sur la base des principes visés à l'Annexe C.

12.3 Instruction de la demande

Dans le cadre de l'instruction de sa demande, le Ministre chargé des hydrocarbures peut faire demander au Contractant de rectifier ou compléter son dossier. Il notifie au Contractant la recevabilité de sa demande dans un délai maximum de soixante (60) Jours à compter de la réception de sa demande.

Toute notification adressée au Contractant aux fins de compléter sa demande interrompt la computation du délai visé à l'alinéa ci-dessus. Un nouveau délai de soixante (60) Jours commence à courir à compter de la date de réception par le Ministre chargé des hydrocarbures des éléments d'information complémentaires sollicités du Contractant.

Tout rejet d'une demande d'attribution d'une Autorisation exclusive d'exploitation doit être dûment motivé et notifié au Contractant.

12.4 Attribution de l'Autorisation exclusive d'exploitation

L'Autorisation exclusive d'exploitation est attribuée, par décret pris en Conseil des Ministres, pour la durée demandée par le Contractant, dans les limites fixées à l'article 60 du Code pétrolier. L'attribution intervient dans les quatre-vingt-dix (90) Jours suivant la date de la notification de la recevabilité au Contractant.

L'Autorisation exclusive d'exploitation et les intérêts qui en découlent ont le caractère de droit réel immobilier distinct de la propriété du sol. Conformément aux dispositions de l'article 57 du

Code pétrolier, elle est indivisible, non amodiable et non susceptible d'hypothèque.

12.5 Renouvellement de l'Autorisation exclusive d'exploitation

12.5.1 A l'issue de la Période de validité initiale de l'Autorisation exclusive d'exploitation, le Contractant pourra demander dans les formes prévues au Décret d'application, au moins deux (2) ans avant la date d'expiration de son Autorisation exclusive d'exploitation, le renouvellement de ladite autorisation pour une durée maximum de dix (10) ans.

12.5.2 Le Ministre chargé des hydrocarbures fait rectifier ou compléter le dossier de la demande par le Contractant, s'il y a lieu. Il notifie au Contractant la recevabilité de sa demande et la décision d'entrer en pourparlers en vue de la conclusion d'un avenant au Contrat dans un délai maximum de soixante (60) Jours à compter de la réception de sa demande.

Toute notification adressée au Contractant aux fins de compléter sa demande interrompt la computation du délai de soixante (60) Jours visé à l'alinéa ci-dessus, qui ne recommence à courir qu'à compter de la date de réception par le Ministre chargé des hydrocarbures des éléments d'informations complémentaires sollicitées du Contractant.

Tout rejet d'une demande de renouvellement d'une Autorisation exclusive d'exploitation doit être dûment motivé et notifié au Contractant.

12.5.3 Le Ministre chargé des hydrocarbures procède, avec le Contractant, à l'établissement d'un avenant au Contrat sur la base de la proposition d'avenant présentée par le Contractant.

Le Ministre chargé des hydrocarbures et le Contractant doivent convenir d'un projet définitif d'avenant au Contrat au plus tard neuf (9) mois à compter de la date de notification de la recevabilité de la demande de renouvellement. Si à l'échéance des neuf (9) mois, un projet définitif n'a pas été conclu, le Ministre chargé des hydrocarbures doit le notifier au Contractant. Cette notification vaut rejet de la demande de renouvellement. Toutefois, le Ministre chargé des hydrocarbures peut présenter au Conseil des Ministres le dernier projet d'avenant au contrat pour approbation.

12.5.4 Le projet définitif d'avenant au Contrat ou, le cas échéant, le dernier projet d'avenant, visé au Paragraphe ci-dessus est approuvé par décret pris en Conseil des Ministres puis signé par le Ministre chargé des hydrocarbures et le Contractant dans les trente (30) jours suivant la date de la signature dudit décret. Passé ce délai, ledit décret devient caduc et peut être retiré à tout moment.

12.5.5 Si l'Autorisation exclusive d'exploitation vient à expiration avant qu'il ne soit statué sur la demande de renouvellement d'une Autorisation exclusive d'exploitation formée par le Contractant, celui-ci conserve l'intégralité de ses droits et demeure assujetti à l'intégralité des obligations qui en découlent, dans la limite du périmètre objet de sa demande, et ce jusqu'à l'intervention de la décision du Conseil des Ministres. Cette disposition n'impose pas toutefois au Contractant de poursuivre les Opérations d'exploitation tant que le renouvellement n'a pas été formellement octroyé.

Article 13.De l'unification

13.1 Principe

Lorsque les limites d'un Gisement commercial se trouvent à cheval sur plusieurs Autorisations exclusives de recherche, les titulaires concernés doivent soumettre concomitamment leurs demandes d'attribution d'Autorisations exclusives d'exploitation sur la partie du Gisement située dans la Zone contractuelle faisant l'objet, chacun pour ce qui le concerne, de son Autorisation exclu-

sive de recherche dans un délai maximum de six (6) mois à compter de la remise, par l'un quelconque des titulaires concernés, du rapport d'Étude de faisabilité qui conclut que le Gisement est un Gisement commercial.

13.2 Accord d'unification

La demande formée par chacun des titulaires conformément aux stipulations du Paragraphe 13.1 ci-dessus, doit comporter l'ensemble des documents et informations visés au Paragraphe 12.2.

Le Contractant doit, par ailleurs, annexer à sa demande un projet d'Accord d'Unitisation préparé avec les titulaires des Autorisations concernées et soumis à l'approbation du Ministre chargé des hydrocarbures. Le projet d'Accord d'Unitisation comporte, au minimum, des clauses relatives :

- a) à la désignation d'un Opérateur unique pour le Gisement ;
- b) aux obligations de l'Opérateur unique, notamment dans le cadre de la représentation des titulaires des différentes Autorisations exclusives d'exploitation ;
- c) à la répartition des compétences en matière de commercialisation des hydrocarbures extraits du Gisement concerné ;
- d) aux droits et obligations des parties prenantes notamment en ce qui concerne :
 - leur part dans la production ;
 - l'audit des coûts de l'association ;
 - le processus des dépenses ;
- e) au processus de prise de décision et notamment, à travers la mise en place d'un Comité d'Association ("CA") :
 - la direction de l'exécution des Opérations pétrolières ;
 - les prérogatives du CA ;
 - le suivi des directives du CA ;
 - la préparation et la soumission des programmes et budgets au CA ;
 - l'autorisation des dépenses ;
 - le processus d'appels de fonds ;
- f) aux obligations des parties prenantes notamment en matière de financement ;
- g) aux stipulations relatives à la tenue des comptabilités des différents titulaires, qui doivent être conformes aux différentes procédures comptables annexées à leurs contrats pétroliers.

13.3 Défaut d'accord entre les titulaires

Si le Contractant ne parvient pas à s'accorder avec les titulaires des Autorisations concernées sur le projet d'Accord d'Unitisation dans le délai de six (6) mois stipulé au Paragraphe 13.1 ci-dessus ou lorsque le Ministre chargé des hydrocarbures n'apprécie pas le projet d'accord à lui soumis, ce dernier propose à tous les titulaires concernés un projet d'Accord d'Unitisation équitable et équilibré, préparé sur la base du modèle de l'Association internationale des négociateurs du pétrole (AINP).

Si un titulaire n'accepte pas le projet d'Accord d'Unitisation préparé par le Ministre chargé des hydrocarbures, le différend est soumis aux stipulations relatives au règlement des différends de son Contrat de Partage de Production.

Si l'ensemble des titulaires concernés n'accepte pas le projet préparé par le Ministre chargé des hydrocarbures, le différend qui en résulte peut faire l'objet d'un règlement par voie de conciliation

ou de tout autre mode de règlement alternatif des différends, par voie d'expertise technique ou d'arbitrage dans les conditions à convenir entre l'ensemble des parties concernées.

13.4 Gisement s'étendant hors du territoire national

13.4.1 Lorsque certaines limites d'un Gisement commercial découvert à l'intérieur de la Zone contractuelle de recherche se situent hors du territoire de la République du Niger, et que l'Etat juge qu'il est préférable que ce Gisement soit exploité comme une seule unité par le Contractant en coopération avec toutes les autres personnes y ayant un intérêt commun, il peut à tout moment et après consultation des intéressés, donner des instructions au Contractant quant à la manière selon laquelle ses droits sur le Gisement seront exercés. Ces instructions auront pour objectif, d'assurer la conservation du Gisement, son exploitation rationnelle, concertée ou en commun, et de préserver la valeur des " cash-flows " respectifs de manière équitable.

13.4.2 Dans le cas visé au Paragraphe 13.4.1, le Contractant demeure soumis à l'obligation de formuler une demande d'attribution d'une Autorisation exclusive d'exploitation.

13.5 Extension de la Zone contractuelle

13.5.1 Au cas où un Gisement commercial s'étend au-delà de la Zone contractuelle de recherche et sur une zone non encore couverte par des droits exclusifs de recherche ou d'exploitation, l'Etat inclura, à la demande du Contractant, ladite zone dans la Zone contractuelle d'exploitation relative audit Gisement.

13.5.2 Si, à l'intérieur des frontières d'origine de la Zone contractuelle de recherche, il est déterminé qu'un Gisement commercial s'étend au-delà de la Zone contractuelle d'exploitation sur un périmètre qui ne fait pas encore l'objet d'une Autorisation exclusive d'exploitation, l'Etat, à la demande du Contractant, inclura ladite zone dans la Zone contractuelle d'exploitation relative audit Gisement. L'ensemble des Coûts pétroliers relatifs aux Opérations de recherche, liés ou associés à cette détermination, deviendra des Coûts pétroliers récupérables au titre de ladite Zone contractuelle d'exploitation étendue.

Article 14. Des opérations de développement et de production

14.1 Commencement des Opérations de développement

14.1.1 Le Contractant aura le droit de réaliser des Opérations de développement sur le terrain relativement à chacun des, et à tous les, Gisements contenus à l'intérieur de la Zone contractuelle d'exploitation. Le Contractant est tenu d'entreprendre les Opérations d'exploitation au plus tard un an à compter de la date d'attribution de l'Autorisation exclusive d'exploitation (le "Délai de commencement").

14.1.2 Sauf cas de Force majeure, le non-respect du délai mentionné au Paragraphe 14.1.1, constitue un Manquement et peut entraîner le retrait de l'Autorisation exclusive d'exploitation conformément aux stipulations de l'article 55.

14.1.3 Il est convenu entre les Parties que le Délai de commencement ci-dessus sera automatiquement étendu d'un délai égal à toute période (la "Période intermédiaire") nécessaire :

a) à la conclusion des baux emphytéotiques entre les personnes morales de droit public sur le terrain desquelles le Plan de développement et d'exploitation prévoit la réalisation des Opérations pétrolières et des opérations visées à l'article 12 du Code pétrolier et le Contractant ;

b) dans le cas où le Plan de développement et d'exploitation concerné prévoit la réalisation d'un Système de transport des hydrocarbures par canalisations, et l'octroi des emprises foncières

pour les terrains nécessaires ou utiles à l'exécution des Opérations de transport, sous réserve que les Demandes d'occupation des terrains afférentes à ces emprises foncières soient déposées auprès des administrations compétentes au plus tard six (6) mois à compter de l'attribution de l'Autorisation exclusive d'exploitation.

14.2 Obligations de production

À compter de la mise en production de chaque Gisement commercial, le Contractant s'engage à produire les hydrocarbures en quantités raisonnables selon les normes en usage dans l'industrie pétrolière internationale, en considérant principalement les règles de bonne conservation du Gisement et la récupération optimale des réserves d'hydrocarbures dans des conditions économiques.

14.3 Programmes Annuels de production

14.3.1 Au plus tard le 30 septembre de chaque année suivant la mise en production d'un Gisement commercial, le Contractant devra soumettre pour approbation au Comité de gestion, le programme de production de chaque Gisement commercial et le budget correspondant établis pour l'Année civile suivante. L'approbation est de droit lorsque le programme de production est conforme aux exigences du Paragraphe 14.2. Toute difficulté à cet égard peut être soumise à la Procédure d'expertise.

14.3.2 Le Contractant s'efforcera de produire, durant chaque Année civile et dans le respect des stipulations du Paragraphe 14.2, les quantités estimées dans le programme de production ci-dessus mentionné.

14.4 Registres d'exploitation

Pendant les Opérations d'exploitation, le Contractant tient, par type d'hydrocarbures et par Gisement, un registre d'extraction, un registre des pertes et des consommations, un registre de stockage, un registre d'exportation et un registre de vente des hydrocarbures. Lesdits registres sont cotés et paraphés par un agent du Ministère en charge des hydrocarbures.

14.5 Association des Représentants de l'Etat

Des représentants de l'Etat seront associés aux Opérations d'exploitation prévus au présent article. Tous les éléments de rémunération de ces représentants resteront à la charge de l'Etat. Toutefois, les frais associés à cette participation seront à la charge du Contractant. Un protocole sera établi entre les Parties pour préciser les frais à prendre en considération et les modalités de paiement.

Article 15. Du gaz naturel associé

15.1 Utilisation du Gaz naturel associé pour les Opérations pétrolières

Sous réserve des dispositions du Paragraphe 15.2 ci-dessous, le Contractant est tenu d'utiliser le Gaz naturel associé pour les besoins des Opérations pétrolières, y compris pour sa réinjection dans les Gisements commerciaux. Le torchage de Gaz naturel associé est interdit sauf au cours des tests de puits ou pour des raisons de mise en danger des personnes, des biens, de l'environnement ou des Opérations pétrolières et sauf dérogation accordée par le Ministre chargé des hydrocarbures.

15.2 Excédent commercial

15.2.1 Le Contractant précisera dans le rapport d'Étude de faisabilité prévu au Paragraphe 12.2, si la production de Gaz naturel associé (après traitement dudit gaz afin de le séparer des hydrocarbures pouvant être considérés comme Pétrole brut) est susceptible d'excéder les quantités nécessaires aux besoins des Opérations pétrolières relatives à la production de Pétrole brut (y compris les opérations de réinjection) et s'il considère que cet excédent est susceptible d'être produit en quantités commerciales.

15.2.2 Le rapport d'Étude de faisabilité révélant, conformément au Paragraphe 15.2.1 ci-dessus, l'existence d'une quantité de Gaz naturel associé susceptible d'une exploitation commerciale précise :

a) les débouchés possibles pour cet excédent de Gaz naturel, à la fois sur le marché local et à l'exportation, ainsi que les moyens nécessaires à sa commercialisation ;

b) dans le Plan de développement et d'exploitation qui lui est annexé conformément à l'alinéa (g) du Paragraphe 12.2, les installations supplémentaires nécessaires à la mise en exploitation du Gaz naturel associé et l'estimation des coûts y afférents.

15.2.3 Le Contractant sera en droit de procéder au développement et à l'exploitation de ce Gisement de Gaz naturel associé en vertu de l'Autorisation exclusive d'exploitation octroyée sur la base de la demande à laquelle était annexé le rapport d'Étude de faisabilité visé au Paragraphe 15.2.1.

15.2.4 En cas de découverte, en cours d'exploitation d'un Gisement commercial, de quantités de Gaz naturel associé susceptibles de commercialisation conformément aux stipulations des Paragraphes 15.2.1 à 15.2.3, le Contractant sera autorisé à procéder à l'exploitation commerciale de ce Gaz naturel associé en vertu de l'Autorisation exclusive d'exploitation initialement octroyée pour l'exploitation du Pétrole brut et de tous autres hydrocarbures sur ce Gisement commercial, sous réserve du dépôt préalable et de l'approbation par le Comité de gestion d'un rapport d'Étude de faisabilité spécifique démontrant la possibilité d'une exploitation commerciale des quantités de Gaz naturel associé concernées. Au cas où la durée estimée dans l'Étude de faisabilité pour l'exploitation du Gaz naturel associé excéderait la durée de validité de l'Autorisation exclusive d'exploitation, le Contractant pourra demander le renouvellement de cette Autorisation dans les conditions prévues par la Législation pétrolière.

15.2.5 Dans le cas où le Contractant ne souhaite pas procéder à l'exploitation de l'excédent de Gaz naturel et si l'Etat désire l'utiliser, il en avise le Contractant qui est dès lors tenu de mettre gratuitement à la disposition de l'Etat, à la sortie des installations de séparation du Pétrole brut et du Gaz Naturel, la part de l'excédent que l'Etat souhaite enlever.

a) L'Etat sera alors responsable de la collecte, du traitement, de la compression et du transport de cet excédent, à partir des installations de séparation susvisées, et supportera tous les coûts supplémentaires y afférents.

b) La construction des installations nécessaires aux opérations visées à l'alinéa précédent, ainsi que l'enlèvement de l'excédent de Gaz naturel associé par l'Etat seront effectués conformément aux règles de l'art en usage dans l'industrie pétrolière internationale et de manière à ne pas entraver la production, l'enlèvement et le transport du Pétrole brut par le Contractant.

15.2.6 Dans le cas où le rapport d'Étude de faisabilité prévu au Paragraphe 12.2 indique que la production de Gaz naturel associé (après traitement dudit gaz afin de le séparer des hydrocarbures pouvant être considérés comme Pétrole brut) est susceptible d'excéder les quantités nécessaires aux besoins des Opérations pétrolières relatives à la production de Pétrole brut (y compris les opérations de réinjection) mais que cet excédent n'est pas susceptible d'être produit en quantités commerciales et que l'Etat ne désire pas l'utiliser, le Ministre chargé des hydrocarbures accordera une dérogation au Contractant afin qu'il puisse procéder au torchage du Gaz naturel Associé.

Article 16. Du mesurage et du transfert de la propriété des hydrocarbures

16.1 Propriété indivise à la tête des Puits de développement ou de production

Les hydrocarbures produits deviennent la propriété indivise de l'Etat et du Contractant au passage de la tête des puits de développement ou de production.

16.2 Point de mesurage

Le Contractant devra mesurer les hydrocarbures pour chaque Autorisation exclusive d'exploitation au point suivant (le " Point de mesurage ") :

a) soit à la sortie de l'usine de traitement ou des installations de séparation ou de traitement en ce qui concerne le Pétrole brut ou le Gaz naturel ;

b) soit à la bride de sortie de tout réservoir de stockage de l'Autorisation exclusive d'exploitation concernée.

Tous les hydrocarbures extraits seront mesurés après extraction de l'eau et des Substances Connexes, en utilisant des appareils et procédures de mesure dûment approuvés par l'Etat et conformes aux méthodes en usage dans l'industrie pétrolière internationale. Un agent du Ministère en charge des hydrocarbures sera associé aux opérations aux Points de Mesurage.

16.3 Transfert de propriété

La propriété indivise des hydrocarbures cesse au moment où la part revenant respectivement à l'Etat et à chacune des entités membres du Contractant est individualisée et transférée à chacun d'eux en accord avec le Contrat, au Point de mesurage tel que défini au Paragraphe 16.2..

16.4 Mesurage aux Points de livraison

Outre le mesurage prévu au Point de mesurage visé au Paragraphe 16.2., le Contractant devra mesurer, ou s'assurer que soient mesurés, tous les hydrocarbures livrés aux Points de livraison et provenant des Autorisations exclusives d'exploitation en utilisant des appareils et procédures de mesure dûment approuvés par l'Etat et conformes aux méthodes en usage dans l'industrie pétrolière internationale. Un agent du Ministère en charge des hydrocarbures sera associé aux opérations de mesurage aux Points de livraison. Toutefois, les opérations de mesurage effectuées aux Points de livraison n'ont pas pour effet de fixer le Point de mesurage au niveau du Point de livraison.

16.5 Équipements et instruments de mesurage

16.5.1 Le Contractant est tenu de fournir, utiliser et entretenir, conformément aux règles de l'art en usage dans l'industrie pétrolière internationale, les équipements et instruments de mesurage du volume, de la gravité, de la densité, de la température, de la pression et de tous autres paramètres des quantités d'hydrocarbures produites et récupérées ou, dans le cas du Gaz naturel Associé, torchées en vertu du présent Contrat. Avant leur achat, ces équipements, instruments de mesurage, ainsi que leur marge admise d'erreur de mesurage et la composition du stock de pièces de rechange sont approuvés par le Ministre chargé des hydrocarbures.

16.5.2 Le Contractant doit faire calibrer les équipements de mesurage situés au Point de mesurage et au Point de livraison au moins une fois par an. Le Contractant informe le Ministre chargé des hydrocarbures, au moins quinze (15) Jours à l'avance, de son intention de procéder aux opérations de calibrage de l'équipement de mesurage. Des représentants de l'Etat, dûment habilités, assistent et supervisent lesdites opérations.

16.5.3 L'Etat peut, à tout moment, faire inspecter les équipements et instruments de mesurage. Ces inspections sont menées de façon à ne pas entraver ni gêner l'utilisation normale desdits équipements et instruments de mesurage ni la bonne conduite des Opérations pétrolières et des Opérations de transport.

16.5.4 Lorsqu'une inspection réalisée conformément aux dispositions du Paragraphe 16.5.3 révèle que les équipements, instruments de mesurage et les procédures de mesurage utilisés sont inexacts et dépassent la marge admise d'erreur de mesurage approuvée par le Ministre chargé des hydrocarbures et à condition que les résultats de cette inspection soient confirmés par un expert indépendant désigné conjointement par le Ministre chargé des hydrocarbures et le Contractant, l'inexactitude constatée est réputée exister depuis la dernière opération de calibrage ou la dernière inspection précédent celle qui l'a révélée et un ajustement approprié sera réalisé pour la période correspondante.

16.5.5 Les corrections nécessaires sont apportées dans les quinze (15) Jours qui suivent les résultats de l'inspection ayant constaté l'inexactitude des équipements, instruments et procédures de mesurage.

16.5.6 Si en cours d'exploitation, le Contractant désire modifier les appareils ou les procédures de mesures prévues au présent Paragraphe 16.5, il devra obtenir l'approbation préalable du Ministre chargé des hydrocarbures, sauf cas d'urgence dûment justifié. Le Ministre chargé des hydrocarbures peut exiger qu'aucune modification ne soit faite avant l'expiration d'un préavis de cinq (5) Jours suivant réception d'une notification l'invitant à assister aux travaux en question.

16.6 Pertes d'hydrocarbures

16.6.1 Si des pertes exceptionnelles d'hydrocarbures ont eu lieu, entre le Point de mesurage et les Points de livraison, le Contractant soumettra un rapport au Ministre chargé des hydrocarbures, spécifiant les circonstances de ces pertes et leur quantité, si celle-ci peut être estimée. Les Parties se concerteront ensuite en vue de réduire ou d'éliminer lesdites pertes.

16.6.2 En cas de pertes d'hydrocarbures dues au non-respect par le Contractant des pratiques généralement acceptées par l'industrie pétrolière internationale ou des Lois en vigueur, le Contractant en sera responsable. Le coût y afférent sera à sa charge et ne constituera pas un Coût pétrolier récupérable.

16.7 Enlèvement des hydrocarbures

Chacune des entités composant le Contractant, d'une part et, le cas échéant, l'Etat, d'autre part, enlèvent leurs parts respectives de Pétrole brut sur une base aussi régulière que possible, étant entendu que chacune d'elles peut, dans des limites raisonnables, enlever plus ou moins que la part lui revenant au Jour de l'enlèvement, à condition toutefois qu'un tel sur-enlèvement ou sous-enlèvement ne porte pas atteinte aux droits des autres entités. Les Parties se concertent régulièrement pour établir un programme prévisionnel d'enlèvement sur la base des principes ci-dessus. Avant le début de toute production commerciale, les Parties arrêteront et conviendront, d'une procédure d'enlèvement fixant les modalités d'application du présent Paragraphe conformément au modèle de l'Association internationale des négociateurs du pétrole (AIPN). Les difficultés entre les Parties relativement à l'établissement de cette procédure peuvent être soumises à la Procédure d'expertise.

Article 17. Du transport des hydrocarbures

17.1 Droit au transport des hydrocarbures par canalisations

Conformément aux dispositions de l'article 74 du Code pétrolier, l'Autorisation exclusive d'exploitation octroyée au Contractant confère à ce dernier le droit de transporter ou de faire transporter sa part des produits de l'exploitation vers les points de stockage, de traitement, de chargement ou de grosse consommation ou jusqu'aux Points de livraison. L'Etat s'engage à faciliter l'utilisation par le Contractant des Systèmes de transport des hydrocarbures par canalisations existants. Lorsque le Contractant détermine qu'un tel transport nécessite la construction et l'explo-

tation par le Contractant transport d'un ou plusieurs Systèmes de transport des hydrocarbures par canalisations, l'Etat devra, sous réserve du respect par le Contractant transport des formalités et conditions prévues à cet effet par la Législation pétrolière :

- signer une Convention de transport avec le Contractant transport, dans les conditions et suivant les modalités prévues à l'Annexe D ; et

- attribuer au Contractant transport une Autorisation de transport intérieur.

La signature de la Convention de transport et l'octroi de l'Autorisation de transport intérieur sont de droit au bénéfice du Contractant transport dès lors que le Système de transport des hydrocarbures par canalisations dont la construction est envisagée permet le transport des hydrocarbures extraits dans des conditions techniques et financières conformes aux pratiques de l'industrie pétrolière internationale et à la Législation pétrolière. Tout refus à ce titre doit être dûment justifié. Tout différent quant au caractère satisfaisant des conditions techniques et financières du projet sera soumis à la procédure d'expertise prévue à l'article 58.

Le Contractant peut solliciter auprès du Ministre chargé des hydrocarbures l'autorisation de faire transporter les hydrocarbures produits dans une Zone contractuelle d'exploitation, par un Système de transport des hydrocarbures par canalisations construit par un tiers et sur lequel les hydrocarbures extraits par le Contractant ne sont pas prioritaires. Cette demande est formulée et instruite dans les conditions fixées à l'article 230 du Décret d'application. L'octroi de cette autorisation demandée est de droit dès lors que toutes les conditions requises à cet effet par la Législation pétrolière sont réunies.

L'Etat facilitera l'utilisation par le Contractant des Systèmes de transport des hydrocarbures par canalisations existants ou à construire pour les besoins de l'évacuation vers le marché international des hydrocarbures produits à partir de toute zone contractuelle d'exploitation. A cet effet :

- a) l'Etat s'assure que, conformément à la Législation pétrolière, le tarif de transport appliqué au Contractant soit déterminé de manière juste et équitable ;

- b) l'Etat s'assure que, conformément à la Législation pétrolière, le tarif de transport appliqué au Contractant ne soit pas discriminatoire par rapport à celui appliqué aux autres expéditeurs à des conditions comparables de qualité, de régularité et de débit.

Les Parties reconnaissent, qu'en principe, le taux de rentabilité interne (TRI) maximum habituellement consenti par l'Etat à tout contractant transport est de 12,5%.

17.2 Attribution de l'Autorisation de transport intérieur et signature de la Convention de transport

La demande d'attribution d'une Autorisation de transport intérieur est adressée au Ministre chargé des hydrocarbures et doit comporter l'ensemble des pièces mentionnées à l'article 220 du Décret d'application. L'Autorisation de transport intérieur est octroyée au Contractant transport par décret pris en Conseil des Ministres dans les conditions, formes et délais prévus au Titre II, chapitre IV du Code pétrolier, ainsi qu'aux articles 219 à 229 du Décret d'application.

Préalablement à l'attribution au Contractant transport d'une Autorisation de transport intérieur, celui-ci procède à la signature, avec l'Etat, d'une Convention de transport dans les conditions prévues par les articles 222 à 225 du Décret d'application et conforme aux principes visés en Annexe D.

17.3 Tarif de transport

Le tarif de transport afférent à un Système de transport des hydrocarbures par canalisations devra être agréé entre le Contractant transport et le Ministre chargé des hydrocarbures. Ce tarif devra notamment :

- comprendre un coefficient d'utilisation des installations ;
- tenir compte des coûts d'exploitation dudit Système de transport des hydrocarbures par canalisations ;
- tenir compte de l'amortissement des installations et pipelines ;
- tenir compte des distances ;
- permettre au Contractant transport de disposer d'un taux de rentabilité interne (TRI) n'excédant pas douze et demi pour cent (12.5%) concernant ledit Système de transport des hydrocarbures par canalisations sur l'ensemble de la durée des Opérations de transport y relatives.

17.4 Occupation des terrains

Les modalités d'occupation par le Contractant transport des terrains nécessaires aux Opérations de transport sont régies par le Code pétrolier, les textes pris pour son application et les dispositions non contraires de la législation ou de la réglementation domaniale applicable en République du Niger. Toutefois, les indemnités d'expropriation seront prises en charge par le Contractant transport.

17.5 Canalisations construites à l'intérieur du périmètre d'une Autorisation exclusive d'exploitation

Les dispositions du présent article ne s'appliquent pas aux installations et canalisations qui ne font pas partie d'un Système de transport des hydrocarbures par canalisations, notamment les canalisations construites à l'intérieur d'une Autorisation exclusive d'exploitation.

Article 18. De l'obligation d'approvisionnement du marché intérieur

18.1 Obligation d'approvisionnement du marché intérieur

Dans le cas où l'Etat ne peut satisfaire les besoins de la consommation intérieure en Pétrole brut de la République du Niger à partir de la part qui lui revient dans toutes les quantités de Pétroles bruts produits sur le territoire de la République du Niger, le Contractant s'engage, sur la part de production de Pétrole brut lui revenant, à céder la part nécessaire à la satisfaction des besoins de la consommation intérieure du pays.

18.2 Notification des besoins à couvrir

Le Ministre chargé des hydrocarbures notifie au Contractant, au moins six (6) mois à l'avance, sa volonté d'acheter les quantités de Pétrole brut revenant au Contractant, en précisant les quantités nécessaires pour couvrir les besoins de la consommation intérieure du pays pendant les six (6) mois à venir suivant l'expiration du préavis de six (6) mois. Cette notification constitue un engagement ferme d'achat par l'Etat des quantités ainsi notifiées pour chacun des mois considérés.

18.3 Répartition de l'obligation d'approvisionnement

Les quantités d'hydrocarbures que le Contractant peut être tenu d'affecter aux besoins du marché intérieur nigérien en vertu du présent article n'excèdent pas le total des besoins du marché intérieur nigérien, diminué du total de la production d'hydrocarbures qui revient à la République du Niger en vertu de ses différents contrats pétroliers (y compris au titre de Redevance Ad Valorem), le tout multiplié par une fraction dont le numérateur est constitué par les quantités d'hydrocarbures issues de la Zone contractuelle, et dont le dénominateur est constitué par la production totale des hydrocarbures extraits du territoire nigérien de qualité compatible

avec les besoins du marché intérieur. Le calcul susvisé est effectué chaque Trimestre.

18.4 Substitution

Sous réserve d'une autorisation écrite du Ministre chargé des hydrocarbures, le Contractant peut satisfaire à son obligation de pourvoir aux besoins du marché local nigérien en achetant des hydrocarbures, après avoir effectué les ajustements de quantités et de prix nécessaires afin de tenir compte des coûts de transport ainsi que des écarts de qualité et conditions de vente.

TITRE IV - DISPOSITIONS COMMUNES À LA RECHERCHE ET À L'EXPLOITATION

Article 19. Contrats d'association

19.1 Principe

Si le Contractant est composé de plusieurs entités formant un Consortium, le Contrat d'association conclu entre elles est soumis pour approbation au Ministre chargé des hydrocarbures. Le Contrat d'association doit comporter les stipulations relatives aux dispositions de l'article 110 du Décret d'application.

19.2 Modification des Contrats d'association

Tout projet de modification du Contrat d'association est soumis au Ministre chargé des hydrocarbures pour approbation accompagné d'une note succincte expliquant les motivations de la modification envisagée.

19.3 Procédure d'approbation

19.3.1 Tout rejet, par le Ministre chargé des hydrocarbures, d'un projet de Contrat d'association ou de modification d'un Contrat d'association existant doit être expressément motivé et notifié par écrit à la personne désignée par le Contractant pour recevoir les notifications destinées au Consortium.

19.3.2 A défaut de réponse du Ministre chargé des hydrocarbures à la demande d'approbation, dans un délai de trente (30) Jours à compter de sa réception, le projet de Contrat d'association ou sa modification, selon le cas, est considéré comme approuvé.

Article 20. De l'opérateur

20.1 Désignation

Dans le cas visé au Paragraphe 19.1, les Opérations pétrolières seront réalisées au nom et pour le compte du Contractant par une des entités composant celui-ci et dénommée l'Opérateur. L'Opérateur désigné par le Contractant, le cas échéant, doit être une Société pétrolière justifiant d'une expérience dans la conduite d'Opérations pétrolières et en matière de protection de l'environnement adaptée à la réalisation des Opérations pétrolières dans la Zone Contractuelle. L'Etat reconnaît expressément que le Contractant remplit toutes les conditions pour être Opérateur au titre du Contrat d'association.

20.2 Missions de l'opérateur

Pour le compte du Contractant, l'Opérateur a notamment pour tâches de :

a) préparer et soumettre au Comité de gestion les projets de Programme annuels de travaux, les budgets correspondants et leurs modifications éventuelles tel que cela est précisé à l'article 22 ci-dessous ;

b) préparer et soumettre au Comité de gestion l'ensemble des informations et rapports visés au Contrat ;

c) diriger, dans les limites des Programmes annuels de travaux et des Budgets approuvés conformément aux stipulations de l'article 22 ci-dessous, l'exécution des Opérations pétrolières ;

d) sous réserve de l'application des dispositions des Paragraphes 22.5 et 22.6, ci-dessous, négocier et conclure avec tous tiers les contrats relatifs à l'exécution des Opérations pétrolières ;

e) tenir la comptabilité des Opérations pétrolières, préparer et soumettre à l'Etat les comptes et les rapports, conformément aux dispositions de la procédure comptable faisant l'objet de l'Annexe B ;

f) conduire les Opérations pétrolières de manière appropriée et, d'une façon générale, dans les conditions prévues par le Contrat.

Article 21. Des comités de gestion

21.1 Cr éation des Comit é s de gestion

Dans les trente (30) Jours suivant la Date d'entrée en vigueur du présent contrat, il sera constitué un Comité de gestion pour l'Autorisation exclusive de recherche. De même dans les (30) Jours suivant l'octroi d'une Autorisation exclusive d'exploitation, il sera constitué un Comité de gestion pour cette Autorisation exclusive d'exploitation.

21.2 Composition du Comité de gestion

21.2.1 Chaque Comité de gestion est composé de l'Etat d'une part et du Contractant d'autre part. L'ensemble des entités composant le Contractant est représenté au Comité de gestion par une seule personne.

21.2.2 Chaque membre du Comité de gestion y désigne un (1) représentant et un (1) suppléant. Le suppléant nommé par une Partie agira seulement au cas où le représentant désigné par cette Partie ne serait pas disponible. Chaque Partie a le droit de remplacer à tout moment son représentant ou son suppléant en avisant par écrit l'autre Partie de ce remplacement.

21.2.3 L'Etat et le Contractant peuvent faire participer aux réunions du Comité de gestion un nombre raisonnable de membres de leur personnel, sans toutefois pouvoir excéder dix (10) personnes par Partie. Toutefois, seules les personnes désignées en qualité de représentant de l'Etat et du Contractant ou, en leur absence, leurs suppléants, ont voix délibérative au sein du Comité de gestion. Chaque représentant titulaire ou, en l'absence d'un représentant titulaire, son suppléant, dispose d'une voix et est réputé autorisé à représenter et à engager la Partie qui l'a mandaté sur tout sujet relevant de la compétence du Comité de gestion. Toutes les personnes participant aux réunions du Comité de gestion sont tenues à une stricte obligation de confidentialité concernant les débats, les questions évoquées et les informations divulguées, sans préjudice du droit pour les représentants de l'Etat et du Contractant de rendre compte des débats et des questions évoquées à leurs mandants respectifs.

21.2.4 Les frais associés à la participation des agents de l'Etat aux Comités de Gestion seront à la charge du Contractant. Un protocole sera établi entre les Parties pour préciser les frais à prendre en considération au bénéfice des agents de l'Etat et de ceux du Contractant.

21.3 Compétence

21.3.1 Le Comité de gestion examine toutes questions inscrites à son ordre du jour relatives à l'orientation, à la programmation et au contrôle de la réalisation des Opérations pétrolières. Dans ce cadre :

a) il approuve les Programmes annuels de travaux et les budgets, ainsi que les révisions qui peuvent y être apportées ;

b) il contrôle l'exécution desdits programmes et budgets ; et

c) il se prononce sur les questions dont il est expressément

prévu par le Contrat qu'elles lui soient soumises.

21.3.2 Le Comité de gestion prend des décisions conformément à la procédure décrite ci-après dans les matières visées aux points (a), (b) et (c) ci-dessus, à l'exception, pour les matières visées au point (c), des cas où il est expressément prévu au Contrat qu'il n'a qu'un rôle consultatif :

a) Le Contractant présente au Comité de gestion ses propositions concernant (i) les Programmes annuels de travaux et les budgets, (ii) les révisions à apporter aux Programmes annuels de travaux et aux budgets et (iii) les questions visées à l'alinéa (c) du Paragraphe 21.3.1.

Il présente également la réalisation des travaux et dépenses engagées.

Les membres du Comité de gestion se concertent sur les questions qui lui sont soumises en vertu des points (a), (b) et (c) du Paragraphe 22.1.1 pour parvenir à une décision unanime.

b) Si une question ne peut recueillir l'unanimité au cours d'une réunion du Comité de gestion, l'examen de cette question est reporté à une prochaine réunion du Comité de gestion qui se tiendra, sur convocation du Contractant, dix (10) Jours au moins après la date de la première réunion. Pendant ce délai, les Parties se concerteront et le Contractant fournira toutes informations et explications qui lui sont demandées par l'Etat en sa qualité de membre du Comité de gestion. Il est entendu que si au cours de la réunion subséquente, les membres du Comité de gestion ne parvenaient pas à un accord sur la décision à prendre, la proposition du Contractant sera considérée comme adoptée tant que la production commerciale du Gisement concerné n'aura pas démarré, à l'exception de l'existence d'un cas de Force majeure qui nécessitera une décision à l'unanimité conformément aux stipulations du Paragraphe 54.3.

Après cette date (mais seulement en ce qui concerne l'Autorisation pour laquelle la production commerciale a commencé), à défaut d'accord du Comité de gestion sur les Programmes annuels de travaux et les budgets ou les révisions proposés, (i) les Programmes annuels de travaux et les budgets ou les révisions proposés en discussion pourront être soumis à la Procédure d'expertise et (ii) le Contractant pourra, à titre conservatoire, exécuter les Programmes annuels de travaux et les budgets ou les révisions qu'il estime nécessaires ou utiles pour la poursuite et la préservation des Opérations pétrolières, selon les pratiques en vigueur dans l'industrie pétrolière internationale.

c) Les décisions du Comité de gestion ne doivent pas avoir pour objet ou pour effet de porter atteinte aux droits et obligations du Contractant résultant du Contrat.

21.4 Réunions

Le Comité de gestion se réunit à tout moment à la demande de l'un quelconque de ses membres et au moins deux (2) fois par Année civile. Les convocations au Comité de gestion sont adressées aux membres dudit Comité par l'entité ayant pris l'initiative de la réunion, au moins quinze (15) Jours avant la date prévue pour la réunion. Chaque convocation contient l'indication de la date, de l'heure, du lieu et de l'ordre du jour de la réunion envisagée. Lorsque l'initiative de la réunion émane du Contractant celui-ci fait parvenir au Ministère en charge des hydrocarbures, dans un délai de huit (8) Jours au moins avant la date prévue pour la réunion, l'ensemble des éléments d'information nécessaires à la prise de décision au cours de cette réunion. Chaque entité membre du Comité de gestion sera libre d'ajouter des sujets à l'ordre du jour sous réserve d'en donner notification à l'autre membre du Comité de gestion au moins sept (7) Jours avant la date prévue pour la réunion. Aucune décision ne peut être prise au cours d'une réunion du

Comité de gestion sur un sujet qui n'a pas été inscrit préalablement à l'ordre du jour de cette séance, sauf décision contraire unanime des représentants des Parties.

21.5 Présidence et secrétariat

Les réunions du Comité de gestion sont présidées par le représentant du Ministère en charge des hydrocarbures. Le Contractant en assure le secrétariat.

21.6 Procès-verbaux

21.6.1 Le Contractant établit, signe et soumet à la signature du représentant du Ministère en charge des hydrocarbures, à la fin de chaque réunion du Comité de gestion, une liste des questions ayant fait l'objet d'une décision et un résumé des positions adoptées à cette occasion par les Parties.

21.6.2 Le Contractant prépare un procès-verbal écrit de chaque réunion et en envoie copie au Ministère en charge des hydrocarbures dans les quinze (15) Jours suivant la date de la réunion, pour approbation ou remarques. Le Ministère en charge des hydrocarbures est tenu de formuler ses remarques dans un délai de quinze (15) Jours à compter de la date de réception. À défaut, le procès-verbal est réputé accepté.

21.7 Décision sans réunion

21.7.1 Toute question peut être soumise à la décision du Comité de gestion sans donner lieu à une réunion formelle dudit Comité, notamment en cas d'urgence, à condition, que la Partie qui en a l'initiative la transmette par écrit à l'autre. Dans ce cas, chacune des Parties doit communiquer son vote à l'autre Partie dans les dix (10) Jours suivant réception de ladite question, à moins que la question soumise au vote ne requiert une décision dans un délai plus bref, qui, sauf urgence, ne pourra pas être inférieur à quarante-huit (48) heures. L'absence de réponse d'une Partie sur la question en discussion est considérée comme un vote négatif.

21.7.2 Toute décision adoptée par les Parties suivant les modalités prévues au Paragraphe 21.7.1, a la même valeur qu'une décision adoptée dans le cadre d'une réunion formelle du Comité de gestion.

21.8 Auditeurs externes

Le Comité de gestion peut décider d'entendre toute personne dont l'audition est demandée par l'une des Parties. Chaque Partie peut en outre, à ses frais, se faire assister aux réunions du Comité de gestion par des spécialistes extérieurs de son choix, à condition d'obtenir un engagement de confidentialité desdits spécialistes, étant entendu que les spécialistes assistant l'Etat ne doivent avoir aucun lien avec des entités, personnes ou sociétés concurrentes de l'une des entités composant le Contractant.

Article 22. Du programme annuel de travaux

22.1 Préparation des Programmes annuels de travaux et des budgets correspondants

22.1.1 Le Contractant présentera au Comité de gestion, dans un délai de soixante (60) Jours à compter de la Date d'entrée en vigueur, le programme de travaux qu'il se propose de réaliser pour le restant de l'Année civile en cours, et le budget correspondant, le tout appuyé d'une documentation détaillée.

22.1.2 Avant le 30 septembre de chaque année, le Contractant soumet au Comité de gestion une proposition de Programme annuel de travaux et de budget pour l'Année civile suivante. Ledit programme est présenté sur une base mensuelle et trimestrielle et contient un descriptif technique des Opérations pétrolières projetées. Le Contractant présente également, sous une forme moins détaillée, un programme de travaux et un budget pour les deux années civiles suivantes.

22.1.3 Les budgets mentionnés aux Paragraphes 22.1.1 et 22.1.2 sont établis en FCFA.

22.1.4 Le Comité de gestion examine le Programme annuel de travaux et le budget correspondant proposés par le Contractant, dans un délai de trente (30) Jours à compter de la date de réception desdits programme et budget.

22.2 Contenu du Programme annuel de travaux et du budget

Le Programme annuel de travaux et le budget correspondant comprennent, sans que cette liste ne soit exhaustive :

a) pour la phase de recherche :

- les études géologiques, géophysiques ou géochimiques ;
- les travaux de géologie de terrain ;

- les travaux d'acquisition sismique, gravimétrique ou magnétométrique ;

- les traitements et retraitements des données sismiques, gravimétriques ou magnétométriques ainsi que leur interprétation subséquente ;

- les analyses de laboratoire ;

- les travaux de forage ;

- le soutien logistique (en valeur) ;

- toutes les cartes, planches et rapports techniques supportant le Programme de travaux envisagé.

b) pour la phase d'exploitation :

(1) aux fins des Opérations de développement :

- les études d'avant-projet de développement ;

- les forages ;

- les outillages et équipements ;

- le dimensionnement des structures et autres installations ;

- un programme de recrutement, par niveau de responsabilité et par poste, du personnel de nationalité nigérienne, ainsi que le budget correspondant ;

- un programme détaillé de formation du personnel nigérien, par niveau de responsabilité et par poste, ainsi que les budgets y relatifs ;

(2) aux fins des Opérations d'exploitation :

- les études envisagées ;

- les complétions des forages et reconditionnement de puits de développement ou de production ;

- les infrastructures de production ;

- les équipements de production ;

- les travaux d'entretien ;

- un état détaillé des coûts des Opérations d'exploitation prévisionnels ;

- les quantités et qualités des hydrocarbures à produire à partir de la Zone contractuelle ;

- toutes les cartes, planches et rapports techniques supportant le Programme de Travaux envisagé ;

- un programme de recrutement, par niveau de responsabilité et par poste, du personnel de nationalité nigérienne, ainsi que le budget correspondant ;

- un programme détaillé de formation du personnel nigérien,

par niveau de responsabilité et par poste, ainsi que les budgets y relatifs.

Les informations fournies en vertu du présent Paragraphe 22.2 sont commentées et mettent en évidence les principales hypothèses retenues. Pour chaque phase contractuelle (recherche, développement, exploitation), une note de synthèse récapitulant l'ensemble de ces informations sera transmise par le Contractant.

22.3 Adoption

Après examen, révision et complément s'il y a lieu, et le 30 novembre au plus tard, le Programme annuel de travaux définitif et le budget correspondant pour l'Année civile suivante sont adoptés par le Comité de gestion, conformément aux stipulations du Paragraphe 21.3 ci-dessus. Le programme de travaux prévisionnel pour les deux Années civiles suivantes et le budget correspondant font l'objet d'un examen par le Comité de gestion, sans vote ni adoption définitive.

22.4 Exécution du Programme annuel de travaux et du budget

Le Contractant doit exécuter chaque Programme annuel de travaux dans les limites du budget correspondant et ne peut entreprendre aucune opération qui ne soit pas comprise dans un Programme annuel de travaux dûment approuvé (et éventuellement révisé), ni engager aucune dépense excédant les montants inscrits au budget (éventuellement révisé), sous réserve de ce qui suit :

a) si cela s'avère nécessaire pour l'exécution d'un Programme annuel de travaux dûment approuvé, le Contractant est autorisé à faire des dépenses excédant le budget adopté, dans la limite de dix pour cent (10%) du montant d'un poste quelconque du budget ou de cinq pour cent (5%) du montant global du budget. Le Contractant doit rendre compte de cet excéder de dépenses à la plus prochaine réunion du Comité de gestion ;

b) au cours de chaque Année civile, le Contractant est autorisé à effectuer, dans le cadre d'Opérations pétrolières, des dépenses imprévues non incluses dans un Programme annuel de travaux et non inscrites dans le budget correspondant, mais liées à la réalisation du Programme annuel de travaux, dans la limite d'un montant total de trois millions (3 000 000) de Dollars ou l'équivalent en FCFA. Toutefois, ces dépenses ne doivent pas être faites pour atteindre des objectifs jusqu'alors expressément refusés par le Comité de gestion. Le Contractant doit, le cas échéant, présenter un rapport y relatif au Ministre chargé des hydrocarbures dans un délai qui ne dépasse pas trente (30) Jours à compter de la date de la dépense.

c) en cas d'urgence dans le cadre des Opérations pétrolières, le Contractant peut engager les dépenses immédiates qu'il juge nécessaires pour la protection des vies, des biens et de l'environnement, et doit adresser au Comité de gestion, dans un délai qui ne dépasse pas trente (30) Jours à compter de la date de la dépense, un rapport sur les circonstances ayant justifié ces dépenses.

L'approbation des dépenses mentionnées aux alinéas (a) et (b) du présent Paragraphe par le Comité de gestion ouvre droit, au bénéfice du Contractant, à la possibilité d'effectuer de nouvelles dépenses imprévues dans les limites et aux conditions fixées aux alinéas (a) et (b) du présent Paragraphe.

22.5 Recours à une procédure d'appel d'offres

22.5.1 Sauf dispense accordée par le Comité de gestion, le Contractant devra faire des appels d'offres pour les achats de matériels et fournitures de services dont le coût estimé est supérieur à un million (1 000 000) de Dollars ou l'équivalent en FCFA pour les Opérations de recherche, et à deux millions (2 000 000) de Dollars ou l'équivalent en FCFA pour les Opérations de dévelo-

pement et d'exploitation. Les entités composant le Contractant pourront soumissionner dans le cadre de ces appels d'offres. Les procédures d'appel d'offres devront être transparentes et garantir l'égalité des soumissionnaires et un représentant du Ministère en charge des hydrocarbures devra participer à l'ensemble de la procédure en tant qu'observateur. Les dispositions du présent alinéa ne sont pas applicables aux contrats afférents aux services et fournitures conclus par le Contractant avant la Date d'entrée en vigueur pour les besoins de la négociation et de la signature de ce Contrat, et de l'obtention de l'Autorisation exclusive de recherche.

22.5.2 Les appels d'offres passés par le Contractant ne sont pas soumis à la procédure de passation des marchés publics et ce, quand bien même le Contractant comprendrait en son sein des entités dont le capital est détenu, en tout ou partie, par une personne morale de droit public.

22.5.3 Par dérogation aux stipulations du Paragraphe 22.5.1 ci-dessus, ne sont pas soumis à procédure d'appel d'offres les contrats relatifs aux études géologiques et géophysiques, à la corrélation et l'interprétation des données sismiques, aux simulations et études de Gisements, à l'analyse des puits, à l'analyse des roches mères, à l'analyse pétro physique et géochimique, à la supervision et à l'Ingénierie des Opérations pétrolières, à l'acquisition de logiciels et aux travaux nécessitant l'accès à des informations confidentielles, pour lesquels le Contractant a la possibilité de fournir les prestations à partir de ses moyens propres.

22.6 Préférence aux entreprises nigériennes

Le Contractant ainsi que ses Sous-traitants accordent la préférence aux entreprises nigériennes pour les contrats de construction, de fourniture et de prestation de services, à conditions équivalentes de qualité, quantité, délais de livraison, conditions de paiement, garanties présentées et services après-vente dès lors que les prix proposés par les entreprises nigériennes n'excèdent pas de plus de 10% ceux proposés par les entreprises étrangères.

Article 23. Des obligations d'information et des rapports

23.1 Représentant du Contractant

23.1.1 Le Contractant est tenu de faire connaître à l'Etat le nom, les qualifications, le curriculum vitae et l'expérience de la personne ayant les pouvoirs nécessaires pour :

a) recevoir toutes les notifications ou significations qui lui sont adressées, et

b) le représenter auprès de l'Etat.

23.1.2 Le Contractant doit informer l'Etat du remplacement de la personne mentionnée au Paragraphe 23.1.1, au plus tard trente (30) Jours avant la date de prise d'effet de ce remplacement. Cette information reprend les éléments précisés au Paragraphe 23.1.1 concernant le nom, les qualifications, le curriculum vitae et l'expérience du remplaçant désigné.

23.2 Données pétrolières

Les Données pétrolières sont la propriété de l'Etat et doivent lui être transmises dans les meilleurs délais suivant leur obtention, acquisition, préparation ou traitement. Elles ne peuvent être publiées, reproduites ou faire l'objet de transaction sans l'approbation préalable de l'Etat. Le Contractant a le droit cependant de conserver, pour les besoins des Opérations pétrolières, copies des documents constituant les Données pétrolières. Il pourra également, avec l'autorisation de l'Etat qui ne sera pas refusée ou retardée sans raison valable, conserver pour les besoins des Opérations pétrolières les documents originaux constituant les Données pétrolières, à condition, pour les documents reproductibles, que des copies aient été fournies à l'Etat.

L'Etat s'engage également à faire ses meilleurs efforts pour obtenir toute information jugée pertinente par le Contractant, dans les meilleurs délais, y compris les informations et données relatives à d'autres blocs mais dont l'exploitation pourrait présenter un intérêt pour l'exploration de la Zone contractuelle de recherche.

23.3 Notification du début des Opérations pétrolières

23.3.1 Avant le début des Opérations pétrolières sur le terrain ou lorsque celles-ci sont interrompues pour une période excédant trois (3) mois, le Contractant communique au Ministère en charge des hydrocarbures, au plus tard sept (7) Jours à l'avance, son intention de commencer ou de reprendre lesdites Opérations. Le Contractant indique dans cette communication, le nom, les qualifications, le curriculum vitae et l'expérience de la personne responsable de la réalisation des Opérations pétrolières.

23.3.2 Le Contractant doit informer l'Etat du remplacement de la personne mentionnée au Paragraphe 23.3.1 au plus tard trente (30) Jours avant la date de prise d'effet de ce remplacement. Cette information reprend les éléments précisés au Paragraphe 23.3.1 concernant le nom, les qualifications, le curriculum vitae et l'expérience du remplaçant désigné.

23.4 Travaux de forage et de test de puits

23.4.1 Au plus tard quinze (15) Jours avant la date prévue pour le début des travaux de forage de tout puits à l'intérieur de la Zone contractuelle, le Contractant communique au Ministère en charge des hydrocarbures, un rapport d'implantation contenant les informations suivantes :

- a) le nom et le numéro du puits ;
- b) une description de l'emplacement exact du puits ainsi que ses coordonnées géographiques et UTM ;
- c) un rapport technique détaillé du programme de forage, une estimation des délais de réalisation des travaux de forage, l'objectif de profondeur visé, les équipements utilisés et les mesures de sécurité prévues ;
- d) un résumé des données géologiques, géophysiques, géochimiques et de leurs interprétations, en particulier le type et les réserves d'hydrocarbures visés, sur lesquelles le Contractant fonde sa proposition de travaux de forage à l'emplacement envisagé.

23.4.2 Au plus tard sept (7) Jours avant la date prévue pour le début des travaux de test de tout puits à l'intérieur de la Zone contractuelle, le Contractant communique au Ministère en charge des hydrocarbures, un rapport d'implantation contenant les informations suivantes :

- a) le nom et le numéro du puits ;
- b) une description de l'emplacement exact du puits ainsi que ses coordonnées géographiques et UTM ;
- c) un rapport technique détaillé du programme de test, une estimation des délais de réalisation des travaux de test, les intervalles à tester, les équipements utilisés et les mesures de sécurité prévues.

23.4.3 Le Contractant fournit au Ministère en charge des hydrocarbures des rapports quotidiens de forage et des travaux de test qui décrivent le progrès et les résultats des différentes opérations de forage.

23.4.4 Lorsque les travaux de forage ou de test d'un puits sont interrompus pour une période susceptible d'excéder un (1) mois, le Contractant en informe l'Etat dans les sept (7) Jours qui suivent cette interruption.

23.4.5 Lorsque les travaux de forage ou de test d'un puits sont

interrompus pour une période supérieure à un (1) mois mais inférieure à trois (3) mois, le Contractant informe le Ministère en charge des hydrocarbures de son intention de les reprendre quarante-huit (48) heures au moins avant la date envisagée pour la reprise des travaux.

23.4.6 Lorsque les travaux de forage et de test d'un puits sont interrompus pendant une période supérieure à trois (3) mois, le Contractant informe l'Etat de son intention de les reprendre au moins sept (7) Jours avant la date prévue pour la reprise des travaux. Cette information reprend l'ensemble des éléments mentionnés au Paragraphe 23.3.

23.4.7 Dans les cent quatre-vingt (180) Jours qui suivent la fin d'une opération de forage, de test ou d'une campagne de prospection géophysique, le Contractant fournit à l'Etat les données brutes et, sous réserve que la phase principale d'exploitation des données soit achevée dans ce délai, le résultat de leur exploitation. Au cas où la phase principale d'exploitation des données mentionnée ci-dessus ne serait pas achevée à l'expiration dudit délai, les résultats devront être transmis à l'Etat dès l'achèvement de l'exploitation de ces données.

23.4.8 Les résultats mentionnés au Paragraphe 23.4.7, doivent dans la mesure du possible être accompagnés des éléments d'information dont la liste suit, présentés sous formats papier et numériques, sauf stipulation contraire du présent Paragraphe 23.4.8 :

- a) les données géologiques :
 - l'intégralité des mesures diagraphiques réalisées dans le puits ;
 - le rapport de fin de sondage, comprenant entre autres :
 - le plan de position du forage et les cartes des principaux horizons ;
 - le log fondamental habillé ;
 - les logs de chantier ;
 - l'interprétation lithologique et sédimentologique ;
 - les coupures stratigraphiques ;
 - le rapport de fin de test de puits, comprenant entre autres :
 - les données de pression ;
 - les données de temps de production ;
 - les analyses de pression-volumes-températures (PVT) ;
 - la description des niveaux des réservoirs ;
 - les rapports et notes concernant les mesures réalisées dans le puits ainsi que les études de laboratoire ;
- b) les données géophysiques ;
- c) les données topographiques :
 - les plans de position ;
 - le rapport d'acquisition ;
 - les documents de terrain ;
 - les données brutes uniquement sous forme numérique, compactée et traitée.

23.5 Traitement des Données pétrolières à l'étranger

Les exemplaires originaux des enregistrements, bandes magnétiques et autres données, qui doivent être traités ou analysés à l'étranger, peuvent être exportés par le Contractant, après en avoir informé le Ministre chargé des hydrocarbures et à condition qu'une copie desdits documents soit conservée en République du Niger. Les documents et données exportés sont rapatriés en République

du Niger dans un délai raisonnable.

23.6 Stockage des données

Le Contractant est tenu de s'assurer que les modalités de stockage des données sujettes à dégradation et non reproductibles, telles que les carottes et échantillons fluides, en garantissent la bonne conservation, l'intégrité et l'accessibilité afin de permettre leur exploitation pendant toute la durée des Opérations pétrolières.

23.7 Exemplaires à remettre à l'Etat

Toutes les cartes, sections, profils et tous autres documents géophysiques ou géologiques seront fournis au Ministère en charge des hydrocarbures en trois (3) exemplaires sous format numérique.

23.8 Rapports périodiques

23.8.1 Le Contractant remet au Ministère en charge des hydrocarbures, au plus tard le 30 septembre de chaque année, pour l'Autorisation exclusive de recherche et, le cas échéant, pour chaque Autorisation exclusive d'exploitation, un rapport semestriel couvrant la période de janvier à juin de l'Année civile en cours et, au plus tard le 31 mars de chaque année, un rapport annuel couvrant la dernière Année Civile, ainsi qu'un rapport semestriel couvrant la période de juillet à décembre de la dernière Année civile.

23.8.2 Ces rapports comportent les informations suivantes :

a) une description des résultats des Opérations pétrolières réalisées par le Contractant ;

b) un résumé des travaux géologiques et géophysiques réalisés par le Contractant, y compris les activités de forage ;

c) toutes les informations résultant des Opérations pétrolières et notamment :

- les données géologiques, géophysiques, géochimiques, pétrophysiques et d'Ingénierie ;

- les données de sondage de puits ;

- les données de production ;

- les rapports périodiques d'achèvement des travaux ;

d) une liste des cartes, rapports et autres données géologiques, géochimiques et géophysiques relatives à la période considérée ;

e) l'implantation des puits forés par le Contractant pendant la période considérée ;

f) le volume brut et la qualité des hydrocarbures et des Substances Connexes produits, récupérés, commercialisés ou torchés le cas échéant à partir de la Zone contractuelle, la contrepartie reçue par le Contractant pour lesdits hydrocarbures et Substances Connexes, l'identité des personnes auxquelles ces hydrocarbures et Substances Connexes ont été livrés et les quantités restantes à l'issue de la période considérée. En ce qui concerne le Gaz torché, le Contractant fournira également la nature des produits de la combustion ;

g) le nombre des personnes affectées aux Opérations d'exploitation sur le territoire du Niger à la fin de la période en question, réparties entre ressortissants nigériens et personnel expatrié ;

h) les investissements effectués en République du Niger et à l'étranger aux fins des Opérations pétrolières ;

i) un compte rendu de la façon dont ont été exécutés le Programme annuel de travaux et le budget afférents à la période écoulée et, le cas échéant, la justification des principaux écarts ;

j) les informations pertinentes que le Contractant aura réunies

pendant la période concernée, y compris les rapports, analyses, interprétations, cartes et évaluations préparés par le Contractant et ses Sociétés affiliées, leurs Sous-traitants, consultants ou conseils ;

k) une mise à jour des estimations des réserves d'hydrocarbures initiales et les estimations des réserves d'hydrocarbures récupérables à l'issue de la période considérée. Ces réserves devront être certifiées par un cabinet indépendant, sélectionné conjointement par l'Etat et le Contractant tous les quatre (4) ans dans le cadre de l'Autorisation exclusive de recherche et de toute Autorisation exclusive d'exploitation.

23.8.3 Lorsque les montants précis des sommes mentionnées au Paragraphe 23.8.2 ne sont pas connus à la date de préparation du rapport visé au Paragraphe 23.8.2, des estimations sont fournies au Ministère en charge des hydrocarbures par le Contractant.

23.9 Contrat avec les Sous-traitants

Le Contractant communique au Ministre chargé des hydrocarbures, avant le début de l'exécution du contrat concerné, tout contrat signé avec un Sous-traitant. Tout contrat de sous-traitance doit être rédigé en français ou en anglais et transmis dans sa version signée accompagné, le cas échéant, de sa traduction française.

En cas de non-respect de cette obligation de communication, les coûts afférents au contrat de sous-traitance concerné ne seront pas admis au titre des Coûts pétroliers récupérables.

23.10 Mesures d'allégement

L'intention des Parties n'est pas d'appliquer les stipulations du présent article de façon à surcharger anormalement l'administration du Contractant. Au cas où, selon le Contractant, l'application de l'une quelconque des dispositions du présent article aurait cet effet, les Parties se réuniront pour se mettre d'accord sur un allégement approprié de l'obligation concernée.

Article 24. Du personnel

24.1 Priorité au personnel nigérien

Conformément aux dispositions de l'article 29 du Code pétrolier, le Contractant et les Sous-traitants qui sont des Sociétés affiliées du Contractant sont tenus de respecter, aux différentes phases contractuelles, le quota minimal d'employés nigériens par catégorie de travailleurs définie dans le tableau de l'article 79 du Décret d'application.

En cas de non-respect des dispositions relatives au quota minimal stipulées à l'alinéa précédent, les coûts afférents aux salariés étrangers dont la proportion excède la proportion maximum de salariés étrangers autorisée ne seront pas admis au titre des coûts pétroliers récupérables.

24.2 Du recrutement et de la formation du personnel nigérien

24.2.1 Avant le 31 octobre de chaque année, le Contractant présente au Ministère en charge des hydrocarbures pour l'Année civile suivante :

a) un programme de recrutement, par niveau de responsabilité et par poste, du personnel de nationalité nigérienne ;

b) un programme détaillé de formation, par niveau de responsabilité et par poste, du personnel de nationalité nigérienne employé par le Contractant, indiquant les budgets qui y sont affectés. Sauf accord contraire des deux parties, les budgets annuels consacrés à la formation seront de cent mille (100.000) de Dollars ou l'équivalent en FCFA pour l'Autorisation exclusive de recherche. Ce montant sera porté, pendant la période d'Exploitation, à deux cent mille (200.000) de Dollars ou l'équivalent en FCFA pour

chaque Autorisation exclusive d'exploitation concernée. Ce montant sera porté dans les Coûts pétroliers.

Le recrutement et les programmes de formation seront fondés uniquement sur le mérite de chaque candidat et employé, tel qu'estimé par le Contractant. Aucun candidat ou employé ne bénéficiera d'un traitement particulier en raison de ses relations personnelles avec un Agent public.

24.2.2 L'Etat dispose d'un délai de trente (30) Jours pour se prononcer sur les programmes mentionnés au Paragraphe 24.2.1. En cas de rejet desdits programmes, l'Etat doit motiver sa décision.

A l'expiration du délai de trente (30) Jours susmentionné, le silence gardé par l'Etat sur les programmes de recrutement et de formation présentés par le Contractant vaut approbation desdits programmes.

24.2.3 Au plus tard dans les trois (3) mois qui suivent la fin de l'Année civile, le Contractant présente à l'Etat, pour l'Année civile écoulée :

a) un rapport sur les recrutements de personnel de nationalité nigérienne, par niveau de responsabilité et par poste. Le Contractant justifie les éventuels écarts avec le programme de recrutement approuvé conformément aux stipulations du Paragraphe 24.2.2 ;

b) un rapport indiquant, par niveau de responsabilité et par poste, la nature et les coûts de formation dont a bénéficié le personnel de nationalité nigérienne employé par le Contractant. Le Contractant justifie les éventuels écarts avec le programme de formation approuvé conformément aux stipulations du Paragraphe 24.2.2.

24.2.4 En cas de non-respect par le Contractant du programme de recrutement approuvé conformément aux stipulations du Paragraphe 24.2.2, le Ministre chargé des hydrocarbures lui adresse une mise en demeure de s'y conformer dans un délai de soixante (60) Jours.

Si à l'expiration des délais impartis, la mise en demeure n'est pas suivie d'effets, sauf motif légitime (y compris le cas où le Contractant peut démontrer qu'il a pris toutes les mesures raisonnables pour recruter du personnel nigérien), le Contractant encourt une sanction financière dont le montant est égal à cinq (5) fois le salaire annuel du personnel dont le recrutement était approuvé mais qui n'a pas été embauché.

24.2.5 En cas de non-respect par le Contractant du programme de formation de son personnel de nationalité nigérienne approuvé par l'Etat conformément aux stipulations du Paragraphe 24.2.2, le Ministre chargé des hydrocarbures lui adresse une mise en demeure de réaliser le programme litigieux pendant l'Année civile en cours, en sus du programme de formation de cette même année.

Si à l'expiration de l'Année civile en cours, l'ensemble des obligations de formation à la charge du Contractant pour ladite Année civile n'a pas été respecté, y compris celles afférentes au programme de formation litigieux, le Contractant encourt une sanction financière dont le montant est égal à cinq (5) fois les coûts des formations approuvées et non effectuées.

24.3 Personnel étranger

Le personnel étranger employé par le Contractant, ses Sociétés affiliées, Sous-traitants et Fournisseurs, pour les besoins des Opérations pétrolières est autorisé à entrer en République du Niger. L'Etat facilitera la délivrance et le renouvellement des pièces administratives nécessaires à l'entrée et au séjour en République du Niger des membres du personnel étranger et de leurs familles d'une part, et l'emploi dudit personnel d'autre part. Les personnels, le Contractant, ses Sociétés affiliées, Sous-traitants et Fournisseurs en question devront néanmoins accomplir les formalités

requises par les Lois en vigueur pour l'entrée, le séjour et l'emploi des personnes étrangères au Niger.

Article 25. Des pratiques de forage

25.1 Respect des normes et pratiques en vigueur dans l'industrie pétrolière internationale

Le Contractant s'assure que la conception des puits et les opérations de forage, y compris les tubages, la cimentation, l'espacement et l'obturation des puits, sont effectués conformément aux normes et pratiques en vigueur dans l'industrie pétrolière internationale.

25.2 Identification des puits

Tout puits est identifié par un nom géographique, un numéro, des coordonnées géographiques et UTM qui figurent sur des cartes, plans et autres documents que le Contractant est tenu de conserver. En cas de modification du nom d'un puits, le Ministère en charge des hydrocarbures en est informé dans les quinze (15) Jours qui suivent cette modification.

25.3 Forage hors de la Zone contractuelle

25.3.1 Le Contractant peut solliciter auprès du Ministre chargé des hydrocarbures, l'autorisation de réaliser, dans une limite de mille (1.000) mètres en dehors des limites de sa Zone contractuelle, un forage dont l'objectif est situé à l'intérieur de sa Zone contractuelle.

25.3.2 Lorsque les surfaces concernées par la demande mentionnée au Paragraphe 25.3.1 et situées en dehors des limites de la Zone contractuelle du Contractant, sont comprises dans la Zone contractuelle d'une Autorisation octroyée à un tiers, le Ministère en charge des hydrocarbures invite le Contractant et l'ensemble des titulaires concernés à s'entendre sur les modalités de cette opération. L'accord y afférent, qui pourra prévoir que les Données pétrolières obtenues dans le cadre de ce forage seront communiquées au titulaire tiers, est soumis à l'approbation préalable du Ministère en charge des hydrocarbures.

25.3.3 Si le Contractant ne parvient pas à s'accorder avec le titulaire de l'Autorisation concernée sur le projet d'accord prévu au Paragraphe 25.3.2 ou lorsque le Ministre chargé des hydrocarbures n'approuve pas le projet d'accord à lui soumis, ce dernier propose à tous les titulaires concernés un projet d'accord équitable et équilibré.

25.3.4 Si un titulaire n'accepte pas le projet d'accord préparé par le Ministre chargé des hydrocarbures, le différend est soumis aux stipulations relatives au règlement des différends de son contrat pétrolier.

25.3.5 Si l'ensemble des Titulaires concernés n'acceptent pas le projet préparé par le Ministre chargé des hydrocarbures, le différend qui en résulte peut faire l'objet d'un règlement par voie de conciliation ou de tout autre mode de règlement alternatif des différends, par voie d'expertise technique ou d'arbitrage dans les conditions à convenir entre l'ensemble des parties concernées.

Article 26. De la propriété des biens mobiliers et immobiliers

26.1 Transfert de propriété

26.1.1 La propriété de tous biens, meubles ou immeubles, acquis par le Contractant en vue de la réalisation des Opérations pétrolières, sera transférée à l'Etat, à titre gratuit, dès complet remboursement au Contractant des Coûts pétroliers récupérables y afférents.

26.1.2 Pour chacun des biens mentionnés au Paragraphe 26.1.1, la date du transfert de propriété interviendra au Jour où les Coûts

pétroliers récupérables y afférents auront été complètement remboursés au Contractant.

26.1.3 La propriété des biens mentionnés au Paragraphe 26.1.1 sera également transférée à l'Etat à l'expiration, pour quelque cause que ce soit, de l'Autorisation exclusive de recherche ou de l'Autorisation exclusive d'exploitation octroyée au Contractant pour les biens dont les Coûts pétroliers ont été affectés à ladite autorisation et ce, quand bien même lesdits coûts n'auraient pas été intégralement remboursés à la date d'expiration de l'Autorisation concernée.

26.2 Utilisation des biens transférés par le Contractant

Nonobstant les stipulations du Paragraphe 26.1, le Contractant pourra continuer à utiliser gratuitement, les biens mobiliers et immobiliers transférés à l'Etat en vertu du présent article, qui demeurent nécessaires à la poursuite de la réalisation des Opérations pétrolières au titre des Zones contractuelles encore couvertes par le Contrat, et ce pendant toute la durée du Contrat.

26.3 Utilisation des biens transférés ou non par un autre Titulaire

Le Contractant est tenu de donner accès à tout autre Titulaire à ses installations destinées aux Opérations pétrolières qui disposent de capacité disponible moyennant le paiement d'une juste rémunération et sous réserve que ces autres Titulaires se conforment aux règles d'utilisation édictées par le Contractant pour ses propres agents pour l'utilisation de ces équipements et installations.

En cas de désaccord sur le prix à payer entre le Contractant et les Titulaires qui souhaitent avoir accès à ces équipements et installations, le Ministre chargé des hydrocarbures peut imposer le montant et les modalités de rémunération.

Si le Contractant n'accepte pas le montant et les modalités de rémunération proposés par le Ministre chargé des hydrocarbures, le différend est tranché dans les conditions prévues à l'article 58. Tant que le différend n'est pas tranché, il est tenu de donner accès à ses équipements et installations au Titulaires tiers aux conditions financières proposées par le Ministre chargé des hydrocarbures.

26.4 Cession des biens transférés

26.4.1 Les biens transférés à l'Etat conformément aux stipulations du Paragraphe 26.1 pourront être cédés par l'intermédiaire du Contractant sous réserve que la cession ait été préalablement autorisée par le Comité de gestion. En cas de refus d'autorisation, le Contractant peut, à son option, remettre à la disposition de l'Etat le bien dont il n'a plus l'usage. En cas de cession ou de vente des biens ainsi transférés, les produits obtenus seront en totalité versés à l'Etat. Toute cession réalisée conformément aux dispositions du présent Paragraphe 26.4.1 est exonérée de droits d'enregistrement.

26.4.2 L'Etat peut décider de ne pas prendre possession des biens mobiliers ou immobiliers qui lui sont transférés en vertu du présent article. Dans ce cas, il adresse au Contractant, avant la fin de l'Autorisation concernée pour quelque cause que ce soit, une demande tendant à ce qu'il soit procédé, aux frais du Contractant, et conformément aux dispositions de l'article 35, à l'enlèvement de ces biens de la Zone contractuelle concernée.

26.5 Sûretés constituées sur les biens

Pour le financement des Opérations pétrolières, le Contractant est libre de constituer des sûretés et autres garanties sur tous biens qu'il a acquis en vue de la réalisation des Opérations pétrolières ainsi que sur les droits inhérents au Contrat, étant précisé qu'aucune sûreté ni garantie de quelque nature que ce soit ne pourra être consentie par le Contractant, sans autorisation préalable de l'Etat, donnée en Comité de gestion, sur :

- un bien ou actif dont la propriété a été transférée à l'Etat conformément aux dispositions du Paragraphe 26.1 ci-dessus et qui est laissé à la disposition du Contractant pour les besoins des Opérations pétrolières ;

- les droits, intérêts ou actifs dont la cession, la transmission ou le transfert à des tiers sont soumise à autorisation préalable du Ministre chargé des hydrocarbures ou de toute autre Autorité publique conformément à la Législation pétrolière ou aux dispositions du présent Contrat.

Dans le cas où des biens mentionnés au présent article font l'objet de sûretés et autres garanties consenties à des tiers dans le cadre du financement des Opérations pétrolières, le Contractant remboursera lesdits tiers avant la date de transfert de la propriété de ces biens à l'Etat, telle que prévue dans cet article.

26.6 Biens non transférés

Il est précisé que les stipulations de cet article relatives au transfert de propriété des biens au profit de l'Etat ne sont pas applicables, notamment :

- a) aux équipements appartenant à des tiers et loués au Contractant ;
- b) aux biens mobiliers et immobiliers acquis par le Contractant pour des opérations autres que les Opérations pétrolières.

26.7 Puits de développement ou de production

A la fin de toute Autorisation exclusive d'exploitation pour quelque cause que ce soit, le Contractant devra remettre à l'Etat, à titre gratuit tous les Puits de développement ou de production réalisés par lui à l'intérieur de la Zone contractuelle d'exploitation de l'Autorisation concernée, en bon état pour la poursuite de l'exploitation (compte tenu de leur usure normale), sauf si l'Etat exige que le Contractant réalise les Travaux d'abandon de ces puits ou si ces puits ont déjà été abandonnés dans les conditions prévues par le présent Contrat.

26.8 Sondages

Pendant la durée de validité de l'Autorisation exclusive de recherche et des Autorisations exclusives d'exploitation, les sondages reconnus, d'un commun accord entre les Parties, inutiles pour la poursuite des Opérations pétrolières pourront être repris, à titre gratuit, par l'Etat pour être convertis en puits à eau. Le Contractant sera tenu de laisser en place les tubages sur la hauteur demandée ainsi qu'éventuellement la tête de puits, et d'effectuer, à sa charge, à l'occasion des Travaux d'abandon du sondage concerné et dans la mesure du possible du point de vue technique et économique, la complétion du sondage dans la zone à eau qui lui sera demandée.

26.9 Poursuite de l'exploitation

Lors du retour, pour quelque cause que ce soit, de tout ou partie d'une Zone contractuelle dans le domaine public, ou en cas de Travaux d'abandon envisagés pour des motifs techniques ou économiques, si l'Etat souhaite que l'exploitation de la Zone contractuelle concernée se poursuive, il pourra demander au Contractant au moins quatre-vingt-dix (90) Jours avant la date de retour ou celle prévue pour le début des Travaux d'abandon, d'en poursuivre l'exploitation, au nom, pour le compte et aux seuls frais de l'Etat, pour une période maximum de quatre-vingt-dix (90) Jours à compter de ladite date. Au-delà de cette période de quatre-vingt-dix (90) Jours, l'Etat assumera seul la poursuite de la réalisation des Opérations pétrolières.

Pendant la période de quatre-vingt-dix (90) Jours mentionnée ci-dessus, l'Etat assumera tous les risques et responsabilités liés aux Opérations pétrolières réalisées, pour son compte, par le Contractant. Le Contractant sera néanmoins tenu de respecter, dans la

conduite des Opérations pétrolières, les règles et pratiques généralement admises dans l'industrie pétrolière internationale.

Article 27. Des assurances

27.1 Principe

27.1.1 Le Contractant et ses Sous-traitants souscrivent les polices d'assurances nécessaires à la réalisation des Opérations pétrolières, dont la couverture et le montant sont conformes aux Lois en vigueur, ainsi qu'aux normes et pratiques généralement admises dans l'industrie pétrolière internationale.

27.1.2 Le Contractant fournira à l'Etat les justificatifs qui attestent que ces polices ont été souscrites et sont en cours de validité.

27.2 Risques couverts

Les polices d'assurances souscrites par le Contractant et ses Sous-traitants couvrent au minimum les risques suivants :

a) les pertes ou dommages causés aux installations, équipements et autres éléments utilisés aux fins des Opérations pétrolières ; lorsque pour une raison quelconque, le Contractant n'a pas assuré ces installations, équipements et autres éléments, il est tenu de les remplacer en cas de perte ou de les réparer en cas de dommage. Dans ce cas, le coût de remplacement ou de réparation n'est pas un Coût pétrolier récupérable ;

b) les dommages causés à l'environnement du fait des Opérations pétrolières dont le Contractant, ses préposés ou Sous-traitants seraient tenus responsables ;

c) les blessures, les pertes et les dommages subis par les tiers pendant la réalisation des Opérations pétrolières ou assimilées, dont le Contractant, ses préposés ou Sous-traitants seraient tenus responsables ;

d) les blessures et dommages subis par le personnel du Contractant dans la réalisation des Opérations pétrolières ou assimilées, et par les ingénieurs et agents mandatés, commis dans le cadre de la surveillance administrative et technique desdites Opérations ;

e) le coût d'abandon des installations et structures endommagées suite à un sinistre et leur valeur de remplacement selon le cas.

Les montants couverts sont déterminés par le Contractant conformément aux pratiques habituelles de l'industrie pétrolière internationale en cette matière.

Article 28. Des archives

Le Contractant conserve et met à jour au lieu du siège social du Contractant ou de son principal établissement :

a) une copie des Données pétrolières et des rapports fournis dans le cadre des stipulations de l'article 23 ;

b) les registres et livres de comptes ainsi que toute la documentation justificative y afférente conformément aux Lois en vigueur.

Article 29. De la confidentialité

29.1 Obligation de confidentialité à la charge de l'Etat

29.1.1 Le Ministère en charge des hydrocarbures préserve la confidentialité de tous documents, rapports, relevés, plans, données, échantillons et autres informations transmis par le Contractant en vertu ou à l'occasion de l'exécution du présent Contrat. Le Ministère en charge des hydrocarbures préserve également la confidentialité de tout autre document transmis par le Contractant et portant la mention "Confidentiel".

Sauf accord écrit du Contractant, ces informations ne peuvent être communiquées à un tiers par l'Etat tant que leur caractère confidentiel persiste.

29.1.2 Le caractère confidentiel des documents, rapports, relevés, plans, données et informations visés au Paragraphe 29.1.1 persiste jusqu'à l'extinction, pour quelque cause que ce soit, des droits et obligations résultant d'une Autorisation sur la partie de la Zone contractuelle concernée par ces données et informations.

À l'expiration du caractère confidentiel des documents, rapports, relevés, plans, données et informations visés ci-dessus, ceux-ci sont réputés faire partie du domaine public.

29.2 Obligation de confidentialité à la charge du Contractant

Le Contractant ne peut divulguer à des tiers, les rapports, relevés, plans, données et autres informations visés au Paragraphe 29.1, sans accord préalable et écrit du Ministère en charge des hydrocarbures.

Les dispositions du premier alinéa du présent Paragraphe 29.2 s'appliquent également aux documents, rapports, relevés, plans, données et informations incorporés dans le domaine public de l'Etat en application du Paragraphe 29.1.2 ci-dessus.

29.3 Exceptions

29.3.1 Nonobstant les dispositions des Paragraphes 29.1 et 29.2 :

a) les cartes géologiques de surface et leurs interprétations peuvent être utilisées par l'Etat à tout moment aux fins d'incorporation dans la cartographie officielle ;

b) les informations statistiques annuelles peuvent être publiées par l'Etat ;

c) l'Etat peut utiliser les documents visés au Paragraphe 29.1, dès leur obtention et sans aucune restriction, à des fins strictement et exclusivement internes ;

d) les Parties peuvent, à tout moment et sous réserve d'en informer l'autre Partie, transmettre les rapports, relevés, plans, données et autres informations, visés au Paragraphe 29.1, à tout expert international désigné notamment en vertu des stipulations du présent Contrat relatives au règlement des différends, à des consultants professionnels, conseillers juridiques, experts comptables, assureurs, prêteurs, Sociétés affiliées et aux organismes d'Etat à qui de telles informations seraient nécessaires ou qui sont en droit d'en faire la demande ;

e) les Parties peuvent communiquer les rapports, relevés, plans, données et autres informations, visés au Paragraphe 29.1 à tout autre titulaire aux fins de permettre à ce dernier d'évaluer une Découverte portant sur un Gisement dont les limites pourraient se trouver à cheval sur son autorisation et celle du Contractant ;

f) les Parties peuvent communiquer les informations aux Sociétés affiliées, tiers, Fournisseurs, Sous-traitants, Prêteurs intervenant dans le cadre du Contrat, à condition toutefois que de telles communications soient nécessaires pour la réalisation des Opérations pétrolières ;

g) les Parties peuvent communiquer des informations à des tiers en vue d'une éventuelle cession d'intérêts.

Toute divulgation, à un tiers, des informations visées au présent Paragraphe 29.3.1 n'est faite qu'à condition que les destinataires s'engagent par écrit à traiter les informations reçues comme confidentielles. Une copie de l'engagement pris à cet effet à l'égard de la Partie ayant communiqué l'information est transmise par celle-ci à l'autre Partie.

29.3.2 L'obligation de confidentialité prévue au présent article ne s'applique pas aux éléments d'information dont la divulgation est requise par les lois et règlements en vigueur ou par un organe de régulation local, étranger ou international, ainsi qu'aux décisions à caractère juridictionnel prises par une juridiction compétente.

29.3.3 Les dispositions du présent article 29 ne font pas obstacle à ce que le Contractant ou l'Etat utilise, sans accord préalable respectivement de l'Etat ou du Contractant et à des fins de communication commerciale y compris par voie de publication sur internet, des informations résultant des Données pétrolières relatives à toute Zone contractuelle régie par le présent Contrat, dans des conditions conformes aux pratiques habituelles de l'industrie pétrolière internationale.

Article 30. Des cessions et des changements de contrôle

30.1 Cessions soumises à approbation

Le Contractant pourra, à tout moment, céder tout ou partie des droits et obligations résultant de l'Autorisation exclusive de recherche et, le cas échéant, de ses Autorisations exclusives d'exploitation et des droits contractuels relatifs à ces Autorisations, sous réserve de l'approbation du Ministre chargé des hydrocarbures. De même, tout projet de changement du contrôle d'une entité composant le Contractant, notamment au moyen d'une nouvelle répartition des titres sociaux, doit être approuvé par le Ministre chargé des hydrocarbures. Les dispositions du présent article ne sont pas applicables aux cessions d'actions et autres parts de capital de toute société composant le Contractant ne résultant pas en un changement de contrôle.

Le présent Contrat ayant pour objet d'organiser les modalités d'exercice par le Contractant des droits et obligations résultant de ses Autorisations, il est entendu que les droits contractuels qui en résultent sont des droits attachés à une ou plusieurs Autorisations et résultant de ces Autorisations. Toute cession de droits et obligations dans une Autorisation emporte de plein droit cession des droits contractuels y afférents. Inversement, toute cession dans les droits contractuels relatifs à une Autorisation emporte de plein droit cession des droits et obligations correspondant dans cette Autorisation et confère au Cessionnaire la qualité de Co-titulaire de ladite Autorisation.

30.2 Procédure

30.2.1 La demande d'approbation mentionnée au Paragraphe 30.1 fournit ou indique :

a) les renseignements nécessaires à l'identification de l'Autorisation exclusive de recherche ou de l'Autorisation exclusive d'exploitation concernée ;

b) pour chaque Cessionnaire proposé, l'ensemble des informations visées à l'article 110 du Décret d'application ;

c) les documents qui attestent de la capacité financière et technique du ou des Cessionnaire(s) proposé(s) en vue d'exécuter les obligations de travaux et les autres engagements pris en vertu du présent Contrat afférent à ladite Autorisation ;

d) un exemplaire de toutes les conventions conclues entre le Cédant et le ou les Cessionnaire(s) concernant ladite Autorisation ;

e) l'engagement inconditionnel et écrit du Cessionnaire d'assumer toutes les obligations qui lui sont dévolues en vertu du présent Contrat ;

f) tous autres détails que le Ministre chargé des hydrocarbures pourrait exiger ;

g) une quittance attestant le versement au Ministère en charge des hydrocarbures des droits fixés pour l'examen de la demande d'approbation de la cession de tout ou partie des droits et obligations résultant de ladite Autorisation.

30.2.2 Le Ministre chargé des hydrocarbures fait rectifier ou compléter le dossier de la demande par le candidat à la cession ou au changement de contrôle, s'il y a lieu.

30.2.3 L'approbation de la cession ou du changement de contrôle est constatée par arrêté du Ministre chargé des hydrocarbures pris dans un délai maximum de quatre-vingt-dix (90) Jours à compter de la date de réception de la demande. Notification en est faite au titulaire dans les quinze (15) Jours suivant la date de signature de l'arrêté.

Toute notification adressée au Contractant aux fins de compléter sa demande interrompt la computation du délai visé à l'alinéa ci-dessus.

Un nouveau délai de quatre-vingt-dix (90) jours commence à courir à compter de la date de réception par le Ministre chargé des hydrocarbures des éléments d'information complémentaires sollicités du Titulaire.

30.2.4 Tout rejet d'une demande d'approbation de la cession ou du changement de contrôle faisant l'objet du présent article doit être dûment motivé et notifié au Contractant dans le délai de quatre-vingt-dix (90) Jours mentionné au Paragraphe 30.2.3, renouvelé le cas échéant. Il est expressément convenu à cet égard que les motifs de refus de la cession ou du changement de contrôle doivent être fondés sur des raisons majeures (politiques, juridiques, techniques ou financières) et que la décision d'approbation ne sera pas assortie d'obligations supplémentaires par rapport à celles prévues dans le Contrat.

30.3 Cessions entre Sociétés affiliées et entre entités composant le Contractant

Les cessions entre Sociétés affiliées et entre entités composant le Contractant sont soumises aux mêmes procédures que les cessions à des tiers, mais l'approbation du Ministre chargé des hydrocarbures est réputée être accordée de plein droit. Les changements de contrôle intervenus entre Sociétés affiliées sont de même soumis aux mêmes procédures que les prises de contrôle effectuées par des tiers, mais l'approbation du Ministre chargé des hydrocarbures est réputée accordée de plein droit.

L'Etat accepte et prend acte qu'un changement de contrôle du Contractant consécutif à un appel public à l'épargne ou à cessions d'actions du Contractant ou d'une société qui détient le contrôle du Contractant sur un marché boursier réglementé sera considéré comme étant un changement de contrôle entre Sociétés affiliées et que les stipulations du premier alinéa du présent Paragraphe seront applicables au dit Changement de contrôle.

Article 31. De la renonciation

31.1 Principe

Le Contractant peut renoncer, à tout moment, à tout ou partie de la Zone contractuelle de recherche et, le cas échéant, à toute Zone contractuelle d'exploitation sous réserve qu'il adresse une demande dans ce sens au Ministre chargé des hydrocarbures soixante (60) Jours au moins avant la date proposée pour la renonciation.

La demande doit fournir ou indiquer :

a) les renseignements nécessaires à l'identification de l'Autorisation exclusive de recherche ou de l'Autorisation exclusive d'exploitation concernée ;

b) le bilan des Opérations pétrolières effectuées à la date de dépôt de la demande ;

c) l'état des engagements et obligations du Contractant déjà remplis, et ceux restant à saisir ;

d) les raisons, notamment d'ordre technique ou financier, qui motivent la demande de renonciation ;

e) un mémoire qui expose les Travaux d'abandon réalisés par le titulaire sur les équipements et installations ne présentant plus d'utilité pour les Opérations pétrolières et qui justifie la nécessité de conserver les équipements et installations n'ayant pas fait l'objet de Travaux d'abandon pour les Opérations pétrolières à venir ;

f) l'engagement de satisfaire à toutes les obligations restant à accomplir au titre des Opérations pétrolières, en vertu de la Législation pétrolière et du présent Contrat et, notamment, les obligations liées à la non-exécution de tout ou partie du Programme de travail minimum, aux Travaux d'abandon, à la protection de l'environnement et la sécurisation des personnes et des biens ;

g) en cas de renonciation partielle à l'Autorisation exclusive de recherche :

- la carte géographique à l'échelle 1/200.000e du périmètre que le Contractant souhaite conserver, précisant les superficies, les sommets et les limites dudit périmètre déterminé conformément aux dispositions de l'article 5 du Décret d'application, les limites des Autorisations distantes de moins de cent (100) kilomètres du périmètre visé par la demande ;

- un mémoire géologique détaillé qui expose les travaux déjà exécutés et leurs résultats, précisant dans quelle mesure les objectifs indiqués dans la demande initiale ont été atteints ou modifiés, et justifiant le choix du ou des périmètres que le Contractant demande à conserver ;

- un mémoire qui expose les Travaux d'abandon réalisés par le Titulaire sur les équipements et installations ne présentant plus d'utilité pour les Opérations pétrolières et qui justifie la nécessité de conserver les équipements et installations n'ayant pas fait l'objet de Travaux d'abandon pour les Opérations pétrolières à venir.

31.2 Renonciation d'une entité composant le Contractant

Une entité composant le Contractant peut renoncer, à tout moment, à la Zone contractuelle de recherche ou à toute Zone contractuelle d'exploitation, dans les mêmes formes et selon la même procédure que celle indiquée au Paragraphe 31.1, à l'exception des documents mentionnés aux alinéas (e) et (f) du Paragraphe 31.1 qui seront remplacés par une déclaration par laquelle les autres entités membres du Contractant spécifient expressément qu'elles acceptent de reprendre à leur compte les engagements et les obligations de l'entité qui se retire. Dans ce cas, les autres entités composant le Contractant sont tenues de produire :

a) tous les documents de nature à justifier de la capacité de la ou des entités restantes, tant d'un point de vue technique que financier, à poursuivre seule(s) les travaux à l'intérieur de la Zone contractuelle et à reprendre les obligations stipulées dans le Contrat ;

b) le cas échéant, toutes les conventions conclues entre les entités restantes en vue de la poursuite des Opérations pétrolières.

En l'absence des éléments mentionnés aux alinéas (a) et (b) du présent Paragraphe 31.2 ou si ceux-ci ne sont pas jugés satisfaisants par le Ministre chargé des hydrocarbures, la renonciation sera considérée comme émanant du Contractant pris collectivement et sera soumise au régime prévu par le Contrat dans un tel cas.

31.3 Approbation de la renonciation

31.3.1 L'approbation de la renonciation à toute ou partie d'une Autorisation exclusive de recherche est constatée par arrêté du Ministre chargé des hydrocarbures pris dans un délai maximum de trente (30) Jours à compter de la date de réception de la demande. L'arrêté est publié au *Journal Officiel* de la République du Niger. Notification en est faite au Contractant dans les quinze (15) jours suivant la date de signature de l'arrêté.

Toute notification adressée au Contractant aux fins de compléter sa demande interrompt la computation du délai visé à l'alinéa ci-dessus.

Un nouveau délai de trente (30) Jours commence à courir à compter de la date de réception par le Ministre chargé des hydrocarbures des éléments d'information complémentaires sollicités du Contractant.

Tout rejet d'une demande d'approbation de la renonciation doit être dûment motivé et notifié au Contractant.

31.3.2 En cas de demande de renonciation à une Autorisation exclusive d'exploitation, le Ministre chargé des hydrocarbures notifie au Contractant la recevabilité de sa demande dans un délai maximum de soixante (60) Jours à compter de la réception de sa demande.

Toute notification adressée au Contractant aux fins de compléter sa demande interrompt la computation du délai visé à l'alinéa ci-dessus. Un nouveau délai de soixante (60) Jours commence à courir à compter de la date de réception par le Ministre chargé des hydrocarbures des éléments d'information complémentaires sollicités du Contractant.

Tout rejet d'une demande de renonciation à une Autorisation exclusive d'exploitation doit être dûment motivé et notifié au Contractant.

L'approbation de la renonciation est constatée par décret pris en Conseil des Ministres pris dans un délai maximum de quatre-vingt-dix (90) Jours à compter de la date de réception de la demande.

TITRE V - DE LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT ET DES MESURES DE SECURITE

Article 32. Dispositions générales

Conformément aux Lois en vigueur et aux pratiques généralement admises dans l'industrie pétrolière internationale, le titulaire prend les mesures suivantes :

a) minimisation des dommages causés à l'environnement résultant des Opérations pétrolières ;

b) mise en place d'un système rigoureux de prévention et de contrôle de la pollution résultant des Opérations pétrolières, d'un système de prévention d'accidents, et de plans d'urgence à adopter en cas de sinistre ou de menace de sinistre présentant un danger pour l'environnement, le personnel ou la sécurité des populations et des biens ;

c) obtention des autorisations préalables requises par la législation et la réglementation en vigueur et fourniture de la Notice d'impact environnementale et des Études d'impact environnemental approfondies requises ;

d) traitement, élimination et contrôle des émissions de substances toxiques issues des Opérations pétrolières, susceptibles de causer des dommages aux personnes, aux biens ou à l'Environnement ;

e) installation d'un système de collecte des déchets et du matériel usagé issus des Opérations pétrolières.

Article 33. Du plan de gestion des déchets

33.1 Préparation du plan de gestion des déchets

33.1.1 Au plus tard dans un délai de douze (12) mois à compter de l'octroi de l'Autorisation exclusive de recherche et, à la demande d'octroi d'une Autorisation exclusive d'exploitation, le Contractant soumet au Ministre chargé des hydrocarbures, qui le transmet sans délai au Ministre chargé de l'environnement, un plan de

gestion des déchets conforme aux dispositions de la loi-cadre relative à la gestion de l'environnement et des textes pris pour son application, comportant notamment la mise en place d'un système intégré de collecte, transport, stockage, tri, traitement des déchets et permettant :

a) d'une part, la récupération des éléments et matériaux réutilisables ou de l'énergie ;

b) d'autre part, le dépôt ou le rejet dans le milieu naturel de tous autres produits dans des conditions propres à éviter les nuisances au sol, à la flore, à la faune, à l'ensemble de l'écosystème ou aux populations, y compris les nuisances sonores et olfactives. Les modalités de rejet des déchets dans le milieu naturel doivent notamment être conformes aux normes de rejet des déchets naturels fixés par les règlements en vigueur.

33.1.2 Les déchets couverts par le plan de gestion des déchets comprennent notamment :

a) les déblais de forage ;

b) les boues de forage à base d'huile, d'eau et de tout autre fluide ;

c) les eaux usées et les sédiments issus des Opérations pétrolières ;

d) les produits chimiques, les déchets sanitaires et de drain ;

e) les fumées et autres émissions de gaz de toutes natures ;

f) les déchets classés dangereux selon la législation et la réglementation en vigueur, notamment et sans que cette énumération soit exhaustive, les déchets inflammables, corrosifs, réactifs, toxiques ou radioactifs ;

g) les déchets ménagers produits pendant la réalisation des Opérations pétrolières ;

h) les huiles usagées.

33.2 Procédure d'approbation

33.2.1 Le Ministre chargé de l'environnement dispose d'un délai de trente (30) Jours ouvrables à compter de la date de réception du plan de gestion des déchets proposé par le Contractant pour se prononcer sur ledit plan. Si le Ministre chargé de l'environnement relève des insuffisances dans ledit plan, il notifie au Ministre chargé des hydrocarbures dans le délai de trente (30) Jours ouvrables mentionné ci-dessus les insuffisances relevées. Celui-ci informe le Contractant desdites insuffisances. Le Contractant propose un plan modifié pour tenir compte des observations du Ministre chargé de l'environnement et la procédure ci-dessus décrite s'applique à nouveau en ce qui concerne ce plan modifié.

33.2.2 En cas de silence gardé par le Ministre chargé de l'environnement à l'expiration du délai de trente (30) Jours ouvrables mentionné au Paragraphe 33.2.1, le plan de gestion des déchets présenté par le Contractant est considéré comme accepté.

33.3 Information du public

Le plan de gestion des déchets fera l'objet d'une large diffusion auprès des populations des zones couvertes par l'Autorisation exclusive de recherche et le cas échéant par les Autorisations exclusives d'exploitation. Cette diffusion est à la charge du Contractant et est réalisée en collaboration avec les services compétents de l'Etat.

33.4 Mise à jour du plan de gestion des déchets

Si le plan de gestion des déchets présente des lacunes, au cours de son exécution, le Ministre chargé de l'environnement transmet ses observations au Ministre chargé des hydrocarbures qui en

notifie le titulaire. Ce dernier est tenu de modifier le plan de gestion des déchets.

La procédure d'approbation de la mise à jour du plan de gestion des déchets est la même que celle prévue au Paragraphe 33.2.

33.5 Manquements du Contractant

Lorsque le Contractant ne se conforme pas au plan de gestion des déchets et qu'il en résulte des dommages aux personnes, aux biens ou à l'environnement, il prend toutes les mesures nécessaires et adéquates afin d'y remédier immédiatement et assume les responsabilités qui pourraient en découler le cas échéant. Le coût y afférent ne sera pas récupérable en tant que Coût pétrolier.

En cas de carence du Contractant à prendre les mesures visées ci-dessus, l'Etat peut, aux frais du Contractant, soit se substituer à ce dernier dans la mise en œuvre de ces mesures, soit commettre tout tiers de son choix aux fins de les mettre en œuvre. Les dispositions du présent alinéa sont sans préjudice de la responsabilité encourue par le Contractant en raison des dommages et des préjudices ayant justifié l'adoption et l'application des mesures susvisées.

Article 34. De la Notice d'impact environnemental et de l'Étude d'impact environnemental approfondie

34.1 Engagements relatifs à la réalisation d'une Notice d'impact environnemental

Le Contractant s'engage à réaliser une Notice d'impact environnemental avant le démarrage des Opérations de recherche sur le terrain.

34.2 Engagement relatif à la réalisation d'Études d'impact environnemental approfondies

Le Contractant s'engage à réaliser une Étude d'impact environnemental approfondie pour l'obtention du certificat de conformité environnementale :

a) au plus tard dans les douze (12) mois qui suivent l'octroi de l'Autorisation exclusive de recherche et avant la réalisation de tout forage ;

b) en vue de l'octroi d'une Autorisation exclusive d'exploitation ;

c) en cas de modification substantielle ou de construction de nouveaux équipements et installations sur le périmètre ayant déjà fait l'objet d'une Étude d'impact environnemental approfondie.

Une modification est considérée comme substantielle au sens du présent article si elle a pour objet ou pour effet de changer la destination des lieux, de modifier de manière significative la consistance ou les spécifications techniques des travaux et installations ou des mesures de sécurité à prendre pour la protection des personnes, des biens et de l'environnement.

34.3 Intervention d'un expert

Le Contractant peut commettre un expert aux fins de réalisation de la Notice d'impact environnementale ou d'une Étude d'impact environnemental approfondie. Si l'expert commis est de nationalité étrangère, il devra s'associer à un expert nigérien. Les conclusions de l'expert, notamment la Notice d'impact environnementale et le rapport de l'Étude d'impact environnemental approfondie élaborés par celui-ci, sont imputées au Contractant qui demeure, aux yeux de l'Etat et des tiers, le seul auteur de la Notice d'impact environnementale et du rapport de l'Étude d'impact environnemental approfondie.

34.4 Contenu de l'Étude d'impact environnemental approfondie

34.4.1 L'Étude d'impact environnemental approfondie doit être réalisée conformément aux Lois en vigueur et aux meilleures pratiques internationales en la matière. Le rapport d'Étude d'impact environnemental approfondie doit comporter les mentions minimales suivantes :

- a) un résumé non technique des renseignements fournis au titre de chacun des points ci-dessous, comprenant les principaux résultats et recommandations, étant précisé que ce résumé succinct peut être contenu dans un document distinct du document servant de support au rapport ;
- b) une description complète du projet ;
- c) l'analyse de l'état initial de la Zone contractuelle et des terrains nécessaires à la réalisation des Opérations pétrolières et assimilées ;
- d) les raisons du choix du site ;
- e) l'avis des populations concernées, le cas échéant ;
- f) une description du cadre juridique de l'Étude d'impact environnemental approfondie ;
- g) l'identification et l'évaluation des impacts environnementaux et des dommages qui résulteront de la réalisation des Opérations pétrolières et assimilées, sur le périmètre concerné, en particulier les impacts directs, indirects, immédiats et à long terme, importants et secondaires, locaux et éloignés desdites opérations sur l'environnement, assortie d'une estimation des types et quantités de résidus des émissions susceptibles d'être occasionnées par les Opérations pétrolières (pollution de l'eau, de l'air, du sol, bruit, vibrations, etc.) ;
- h) l'énoncé des mesures envisagées par le Contractant pour prévenir, réduire ou compenser les conséquences dommageables des Opérations pétrolières sur l'environnement, ainsi que la description des mesures alternatives d'intervention non compensables mais prioritaires et l'estimation des dépenses correspondantes ;
- i) la présentation des autres solutions possibles et des raisons pour lesquelles, du point de vue de la protection de l'environnement, l'option ou la solution proposée par le Contractant a été retenue ;
- j) la description des méthodes utilisées pour la consultation publique et les résultats attendus ;
- k) le plan de gestion des déchets ;
- l) toute autre information requise par les Lois en vigueur.

34.4.2 Le rapport d'Étude d'impact environnemental approfondie contient en outre des propositions de directives à suivre afin de minimiser les dommages à l'environnement, lesquelles couvrent notamment, selon la nature des Opérations pétrolières envisagées, les points suivants :

- a) le stockage et la manipulation des Hydrocarbures ;
- b) l'utilisation d'explosifs et des sources de rayonnement ionisant ;
- c) les zones de campement et de chantier ;
- d) le traitement des déchets solides et liquides ;
- e) les sites archéologiques et culturels ;
- f) la sélection des sites de forage ;
- g) la stabilisation du terrain ;
- h) la protection des ressources en eau de (surface et souterraines) ;

- i) le plan de prévention des accidents ;
- j) le plan d'urgence en cas d'accident ;
- k) le brûlage à la torche durant les tests et à l'achèvement des puits ;
- l) le traitement des eaux de rejet ;
- m) l'élaboration d'un plan d'urgence ;
- n) les Travaux d'abandon ;
- o) la réhabilitation du site ;
- p) le contrôle des niveaux de bruit.

34.5 Procédure de dépôt et d'approbation

La Notice d'impact environnemental et le rapport d'Étude d'impact environnemental approfondie et les documents qui y sont annexés doivent être entièrement rédigés en français et présentés au Ministère en charge de l'environnement conformément aux Lois en vigueur. Ils sont approuvés conformément aux Lois en vigueur.

34.6 Information du public

Les résultats de la Notice d'impact environnemental et de l'Étude d'impact environnemental approfondie feront l'objet d'une large diffusion auprès des populations des zones couvertes par l'Autorisation exclusive de recherche et le cas échéant par les Autorisations exclusives d'exploitation. Cette diffusion est à la charge du Contractant et est réalisée en collaboration avec les services compétents de l'Etat.

34.7 Contrôle

L'Etat se réserve le droit d'apprécier, à l'occasion des opérations de surveillance administrative prévues par la Législation pétrolière et le présent Contrat, le respect par le Contractant des recommandations et observations qu'il a formulées et de prononcer, le cas échéant, les sanctions prévues par la réglementation en vigueur.

34.8 Obligations complémentaires

Le Contractant doit s'assurer que :

- a) ses employés et Sous-traitants ont une connaissance adéquate des mesures de protection de l'environnement conformes aux pratiques en vigueur dans l'industrie pétrolière internationale et aux conclusions de la Notice d'impact environnementale et de l'Étude d'impact environnemental approfondie, qu'il conviendra de mettre en œuvre pendant la réalisation des Opérations pétrolières ;
- b) les contrats qu'il passe avec ses Sous-traitants pour les besoins des Opérations pétrolières contiennent les mesures prévues dans la notice d'Impact environnementale et l'étude d'impact environnemental approfondie.

34.9 Pollution préexistante

L'Etat garantit au Contractant qu'il n'encourra ni ne pourra être tenu d'aucune responsabilité ni obligation au titre des dommages à l'environnement et des pollutions résultant d'activités menées dans la Zone contractuelle avant la date de délivrance de l'Autorisation exclusive de recherche.

34.10 Périmètre classé ou protégé

[À confirmer au cas par cas] La Zone contractuelle ne contient pas de périmètre faisant l'objet d'un classement ou d'une protection particulière, au niveau national ou international. L'Etat s'abs tiendra de créer de tels périmètres sur les Zones contractuelles pendant la durée du Contrat. Dans le cas où l'Etat créerait un tel périmètre sur les Zones contractuelles, il autorisera la poursuite des Opérations pétrolières y compris sur ledit périmètre.

Article 35. Des Travaux d'abandon

35.1 Obligations de remise en état des sites

Sauf décision contraire du Ministre chargé des hydrocarbures, le Contractant s'engage, lors du retour, pour quelque cause que ce soit à l'Etat, de tout ou partie de sa Zone contractuelle, ou en cas de Travaux d'abandon réalisés pour des motifs techniques ou économiques :

a) à retirer de la partie concernée de la Zone contractuelle et des périmètres non couverts par sa Zone contractuelle, les équipements, installations, structures et canalisations utilisés pour les Opérations pétrolières, à l'exception de ceux nécessaires audit titulaire pour la réalisation d'Opérations pétrolières hors de la partie concernée de la Zone contractuelle ou sur toute autre Autorisation, conformément aux Lois en vigueur et aux pratiques en vigueur dans l'industrie pétrolière internationale ;

b) à exécuter les travaux de réhabilitation du site sur la partie concernée de la Zone contractuelle et des périmètres non couverts par sa Zone contractuelle, conformément aux Lois en vigueur et aux normes et pratiques en vigueur dans l'industrie pétrolière internationale. Il prend à cet effet, les mesures nécessaires afin de prévenir les dommages à la vie humaine, aux biens et à l'environnement.

35.2 Programme de Travaux d'abandon

35.2.1 A la première des deux dates entre (i) lorsque les Parties estiment qu'au total, cinquante pour cent (50%) des réserves prouvées récupérables initiales d'une Autorisation exclusive d'exploitation auront été produites au terme de l'Année civile qui suivra et (ii) le quinzième (15^{ème}) anniversaire de la date d'attribution d'une Autorisation exclusive d'exploitation, le Contractant soumet à l'approbation du Ministre chargé des hydrocarbures, au plus tard le 31 août de l'Année civile en cours, un plan d'abandon qui affine les hypothèses visées au Plan de développement et d'exploitation, en fonction des connaissances acquises au cours de l'exploitation du Gisement. Ce plan d'abandon présente les Travaux d'abandon qu'il se propose de réaliser à l'intérieur de la Zone contractuelle d'exploitation afférente à l'Autorisation exclusive d'exploitation concernée, avec un plan de remise en état du site, un calendrier des travaux prévus et une estimation détaillée de l'ensemble des coûts liés à ces Travaux d'abandon. Le Contractant mettra à la disposition de l'Etat, un budget qui sera consacré à l'analyse du plan d'abandon par un cabinet spécialisé sélectionné par l'Etat. Ce budget constitue un Coût pétrolier. Le montant dudit budget s'élèvera au maximum à quatre cent mille (400 000) Dollars.

35.2.2 Au plus tard le 31 août de chacune des Années civiles suivantes, le Contractant présente au Ministre chargé des hydrocarbures les modifications qu'il convient d'apporter à l'estimation des réserves restant à exploiter et au coût des Travaux d'abandon envisagés.

35.2.3 Le Ministre chargé des hydrocarbures dispose d'un délai de soixante (60) Jours pour transmettre ses recommandations ou observations au Contractant.

Le silence gardé par le Ministre chargé des hydrocarbures sur le projet de programme de Travaux d'abandon présenté par le Contractant, à l'expiration d'un délai de soixante (60) Jours à compter de sa réception, vaut approbation dudit programme.

Le Contractant est tenu de prendre en considération les recommandations et observations formulées, le cas échéant, par le Ministre chargé des hydrocarbures, dans le cadre de la réalisation du programme des Travaux d'abandon, dans la mesure où lesdites recommandations et observations correspondent aux pratiques généralement appliquées par l'industrie pétrolière internationale.

35.3 Provision pour Travaux d'abandon

35.3.1 Le plan d'abandon prévoit obligatoirement la constitution, à compter de la première des deux échéances entre (i) l'Année civile au cours de laquelle cinquante pour cent (50%) des réserves prouvées récupérables initiales d'une Autorisation exclusive d'exploitation seront produites, et (ii) l'Année civile du seizième (16^{ème}) anniversaire de l'attribution de l'Autorisation exclusive d'exploitation concernée, d'une provision pour Travaux d'abandon, à placer sur un compte ouvert en monnaie locale dédié à cet effet.

35.3.2 Le montant annuel de la provision pour Travaux d'abandon doté par le Contractant à la fin d'une Année civile au titre de chaque Zone contractuelle d'exploitation est égal au rapport entre :

a) au numérateur :

- le coût estimé des Travaux d'abandon, révisé conformément au Paragraphe 35.2,

- diminué du cumul des dotations aux provisions pour Travaux d'abandon afférents à la même Autorisation exclusive d'exploitation et effectuées au cours des Années civiles précédant celle pour laquelle la dotation est calculée,

- le tout (coût estimé moins cumul des dotations) multiplié par la production totale d'Hydrocarbures de la Zone contractuelle d'exploitation de ladite Année civile ;

b) au dénominateur, le montant des réserves prouvées développées et restant à produire au cours de la Période de validité de l'Autorisation exclusive d'exploitation concernée au début de la dite Année civile sur la Zone contractuelle d'exploitation concernée.

35.3.3 Les provisions pour Travaux d'abandon d'une Année civile sont versées par le Contractant, au plus tard le 31 mars de l'Année civile qui suit, sur le compte séquestre susmentionné. Les intérêts produits par ce compte à la fin d'une Année civile, viendront en diminution des dotations aux provisions annuelles ultérieures au titre des Travaux d'abandon de la Zone contractuelle concernée.

35.4 Exécution des Travaux d'abandon

35.4.1 Le Contractant informe le Ministre chargé des hydrocarbures de son intention de procéder aux Travaux d'abandon sur tout ou partie de sa Zone contractuelle, au moins quatre-vingt-dix (90) Jours avant la date prévue pour le début desdits travaux. Cette information est accompagnée du programme des Travaux d'abandon concernés.

35.4.2 Lorsque les Travaux d'abandon concernent des puits producteurs, ces travaux comprennent trois phases principales :

a) l'isolement du Réservoir de la surface et des différentes couches productrices ;

b) le traitement des annulaires entre les trains de cuvelage ;

c) la découpe et le retrait des parties supérieures des trains de cuvelage.

35.4.3 Le Contractant s'engage à conduire les Travaux d'abandon de manière à satisfaire les points suivants :

a) le contrôle de l'écoulement et de l'échappement des hydrocarbures ;

b) la prévention de tout dommage aux strates avoisinantes ;

c) l'isolement des formations perméables, les unes des autres ;

d) la prévention des possibilités de flux entre Réservoirs ;

e) la prévention de la contamination des nappes aquifères.

35.4.4 Le Ministre chargé des hydrocarbures peut demander au Contractant d'interrompre les Travaux d'abandon d'un puits, pour permettre la réintroduction d'un train de sonde dans la tête du puits. Une telle demande est faite au Contractant par notification du Ministre chargé des hydrocarbures qui fixe l'étendue d'une zone de sécurité autour du puits concerné. A l'achèvement de l'opération, le puits concerné devient la propriété de l'Etat qui en assume la responsabilité.

TITRE VI : DISPOSITIONS ECONOMIQUES ET FISCALES

Article 36. Du Bonus de signature

36.1 Montant du Bonus de signature

Le Contractant est tenu de verser à l'Etat, dans les conditions prévues au présent article, un Bonus de signature dont le montant s'élève à 1 Franc CFA symbolique.

36.2 Termes de Paiement

Le Bonus de signature sera payé au plus tard à la plus lointaine des deux (2) dates suivantes :

- a) quinze (15) Jours après la signature du Contrat ; ou
- b) cinq (5) Jours ouvrables à compter de la réalisation des deux (2) conditions suivantes :

 - (1) délivrance de l'Autorisation exclusive de recherche, et
 - (2) publication au *Journal Officiel* du Décret d'approbation ;

36.3 Paiement

Le paiement du Bonus de signature est effectué en Francs CFA sur le Compte du trésor public ouvert dont les coordonnées seront données par l'Etat au Contractant, en temps utile, et au plus tard huit (8) Jours ouvrables avant la date à laquelle doit être fait le paiement.

36.4 Traitement fiscal du Bonus de signature

36.4.1 Le Bonus de signature et son paiement sont exempts de toute taxe (y compris la taxe sur la valeur ajoutée) et droits au Niger.

36.4.2 Le Bonus de signature constitue un Coût pétrolier récupérable, au sens du présent Contrat.

Article 37. Du Bonus d'exploitation

37.1 Montant du Bonus d'exploitation

Le Contractant est tenu de verser à l'Etat, dans les conditions prévues au présent article, un Bonus d'exploitation dont le montant s'élève à un (01) million de Dollars ou l'équivalent en FCFA.

37.2 Termes de Paiement

Le Bonus d'exploitation sera payé au plus tard cinq (5) Jours ouvrables à compter de la publication au *Journal Officiel* du Décret d'Approbation de la première Autorisation exclusive d'exploitation qui sera attribuée au Contractant.

37.3 Paiement

Le paiement du Bonus d'exploitation est effectué en FCFA sur le Compte ouvert au Trésor public dont les coordonnées seront communiquées par l'Etat au Contractant, en temps utile, et au plus tard huit (8) Jours ouvrables avant la date à laquelle doit être fait le paiement.

37.4 Traitement fiscal du Bonus d'exploitation

37.4.1 Le Bonus d'exploitation et son paiement sont exempts

de toute taxe (y compris la taxe sur la valeur ajoutée) et droits au Niger.

37.4.2 Le Bonus d'exploitation ne constitue pas un Coût pétrolier récupérable.

Article 38. De la valorisation des Hydrocarbures

38.1 Prix du marché départ champ

38.1.1 Pour la détermination du prix de vente du Pétrole brut pris en considération pour déterminer la valeur de la Redevance Ad Valorem, la valeur du Cost oil et la valeur du Profit oil, un "Prix du marché départ champ" sera calculé pour chaque Trimestre et pour chaque Point de livraison.

38.1.2 La détermination du Prix du marché départ champ est effectuée par le Contractant de la manière suivante :

a) il déterminera en premier lieu, en retenant le Prix du marché, la valeur des quantités totales du Pétrole brut de la Zone contractuelle d'exploitation vendues au Point de livraison au cours du Trimestre concerné ;

b) il en soustraira les coûts supportés par le Contractant au cours dudit Trimestre pour le transport des quantités mentionnées à l'alinéa (a) du présent Paragraphe entre les Points de mesurage et le Point de livraison (les "Coûts de transport") ;

c) il divisera le résultat ainsi obtenu par les quantités totales du Pétrole brut de la Zone contractuelle d'exploitation vendues par le Contractant au Point de livraison, au cours du Trimestre concerné.

38.1.3 Le Prix du marché départ champ applicable aux opérations réalisées au cours d'un Trimestre donné devra être communiqué à l'Etat dans un délai de quinze (15) Jours à compter de la fixation du Prix du marché se rapportant au Trimestre concerné. Le Prix du marché est fixé comme indiqué au Paragraphe 38.2.

38.1.4 Les Coûts de Transport dont il est fait référence ci-dessus comprendront tous frais de transport, de manutention, de stockage, de chargement et, le cas échéant, de traitement, ainsi que tous autres frais, tarifs, taxes et autres charges, de quelque nature qu'ils soient, supportés par le Contractant à l'occasion du transport du Pétrole brut depuis les Points de mesurage jusqu'aux Points de livraison, y compris les frais exposés à l'occasion du transport à travers des états étrangers lorsque les Points de livraison sont situés à l'extérieur de la République du Niger, et à l'exception des frais de commercialisation du Pétrole brut.

38.1.5 En cas de commercialisation de Gaz naturel, l'Etat et le Contractant se concerteront dans le cadre du Comité de gestion pour fixer le prix du Gaz naturel.

38.2 Prix du marché

38.2.1 Le Prix du marché est le prix de vente unitaire du Pétrole brut au Point de livraison exprimé en Dollars par Baril. Il est déterminé conformément aux dispositions du présent Paragraphe 38.2. Un Prix du marché commun à l'ensemble des entités composant le Contractant sera déterminé pour chaque Trimestre, pour chaque Autorisation exclusive d'exploitation et pour chaque Point de livraison.

38.2.2 Dans le cas où les ventes à des acheteurs indépendants représentent cinquante pour cent (50%) ou plus des quantités de Pétrole brut de la Zone contractuelle d'exploitation vendues par le Contractant au cours d'un Trimestre considéré à un Point de livraison donné, le Prix du marché applicable au cours de ce Trimestre sera égal à la moyenne pondérée des prix obtenus au cours dudit Trimestre par le Contractant pour le Pétrole brut de la Zone contractuelle dans les contrats de vente à des acheteurs indépendants audit Point de livraison.

Si les ventes à des acheteurs indépendants représentent moins de cinquante pour cent (50%) des quantités de Pétrole brut de la Zone contractuelle d'exploitation, vendus par le Contractant au cours d'un Trimestre considéré à un Point de livraison donné, le Prix du marché applicable au cours de ce Trimestre sera la moyenne pondérée :

a) de la moyenne pondérée des prix obtenus auprès d'acheteurs indépendants au cours du Trimestre en question, si, au cours de ce Trimestre audit Point de livraison, des ventes de Pétrole brut de la Zone contractuelle d'exploitation concernée ont effectivement été réalisées au profit d'acheteurs indépendants ;

b) et de la moyenne des prix auxquels des Pétroles bruts, de densité et de qualité similaires à celles du Pétrole brut de la Zone contractuelle d'exploitation, ont été vendus sur le marché international au cours du Trimestre en question, dans des conditions commerciales comparables aux ventes entre acheteurs et vendeurs indépendants. Les prix des Pétroles bruts de référence seront ajustés pour tenir compte des différences de qualité, quantité, transport et conditions commerciales.

Pour les besoins du calcul de la moyenne pondérée applicable dans le cas où les ventes entre acheteurs indépendants représentent moins de cinquante pour cent (50%) des quantités de Pétrole brut de la Zone contractuelle d'exploitation vendues par le Contractant au Point de livraison, le poids proportionnel de chacune des moyennes mentionnées aux points (a) et (b) ci-dessus est déterminé comme suit :

- poids proportionnel de la moyenne visée au point (a) : le pourcentage en volume que représentent les ventes faites au titre du point (a) dans le total des ventes du Pétrole brut de la Zone contractuelle pour le Trimestre en question audit Point de livraison ;

- poids proportionnel de la moyenne visée au point (b) : un (1) moins le poids proportionnel de la moyenne visée au point (a).

A défaut de vente à des acheteurs indépendants au Point de livraison donné, le Prix du marché applicable au cours du Trimestre audit Point de livraison sera calculé uniquement sur la base de la moyenne prévue au point (b) du présent Paragraphe.

38.2.3 Au sens du présent article, les ventes à des acheteurs indépendants excluent les transactions suivantes :

a) les ventes dans lesquelles l'acheteur est une Société affiliée au vendeur, ainsi que les ventes entre les entités composant le Contractant ;

b) les ventes sur le marché intérieur nigérien, y compris celles destinées à satisfaire les besoins de la consommation intérieure en Pétrole brut dans les conditions prévues à l'article 188 ;

c) les ventes comportant une contrepartie autre qu'un paiement en devises, tels que contrats d'échange, ventes d'Etat à Etat, et ventes motivées, en tout ou partie, par des considérations autres que les pratiques économiques usuelles dans les ventes de Pétrole brut sur le marché international.

38.2.4 Le Prix du marché est déterminé paritairement par le Contractant et l'Etat pour chaque Trimestre et Point de livraison, suivant les modalités prévues ci-après :

a) dans les trente (30) Jours qui suivent la fin de chaque Trimestre, l'Etat et le Contractant se rencontrent afin de déterminer d'un commun accord et pour chaque qualité de Pétrole brut produit, le Prix du marché pour le Trimestre écoulé pour un Point de livraison donné. À cette occasion, chaque Partie soumet à l'autre toute information et tout élément pertinents se rapportant :

(1) d'une part et de manière générale, à la situation et l'évolution des prix de vente de l'ensemble des Pétroles Bruts vendus sur les marchés internationaux ;

(2) d'autre part et de manière spécifique, à la situation et l'évolution des prix pratiqués sur ces marchés pour les Pétroles bruts de la Zone contractuelle d'exploitation et pour les Pétroles brut de qualités similaires au Pétrole brut de la Zone contractuelle.

b) si, au cours de cette réunion, un accord unanime ne peut être obtenu, les Parties se rencontrent à nouveau en apportant toute information complémentaire utile relative à l'évolution des prix des Pétroles bruts visés au (a) ci-dessus, afin d'obtenir une décision unanime avant la fin du deuxième mois suivant la fin du Trimestre considéré.

c) en cas de désaccord persistant des Parties sur la détermination du Prix du marché dans les quatre-vingt-dix (90) Jours suivant la fin du Trimestre, le différend sera considéré comme un différend de nature technique que les Parties pourront soumettre à la Procédure d'expertise. L'expert devra déterminer le Prix du marché conformément aux stipulations de ce Paragraphe et dans un délai de trente (30) Jours à compter de sa nomination.

38.2.5 Pour les besoins de la gestion du Contrat, le Contractant utilisera en tant que de besoin un Prix du marché provisoire, qui sera le Prix du marché le plus récent déterminé paritairement pour chaque qualité de Pétrole brut et qu'il appliquera jusqu'à la détermination du Prix du marché pour le Trimestre et le Point de livraison concernés. Ce prix provisoire est porté à la connaissance de l'Etat.

Article 39. De la Redevance ad valorem

Le Contractant est tenu de verser à l'Etat une redevance sur la Production nette dite "Redevance ad valorem", à un taux de :

- a) Quinze pour cent (15%) dans le cas du Pétrole brut ; et
- b) Cinq pour cent (5%) dans le cas du Gaznaturel.

Article 40. De la récupération des couts pétroliers

40.1 Financement des Coûts pétroliers

Le Contractant assure le financement de l'intégralité des Coûts pétroliers.

40.2 Remboursement des Coûts pétroliers

40.2.1 Le remboursement des Coûts pétroliers s'effectuera par Zone contractuelle d'exploitation, sans préjudice des dispositions de ce Contrat concernant le remboursement des Coûts pétroliers afférents aux Opérations de recherche. Dès le démarrage de la production de Pétrole brut sur une Zone contractuelle d'exploitation, le Contractant commencera à récupérer sa part des Coûts pétroliers afférents aux Opérations d'exploitation et aux Opérations de développement relatifs à ladite Zone ainsi que la part des Coûts pétroliers afférents aux Opérations de recherche en recevant, chaque Trimestre, une quantité d'hydrocarbures appelée "Cost Oil". Cette quantité est déterminée comme suit :

a) une part de la Production nette, nette de la Redevance ad valorem, provenant de toute Zone contractuelle d'exploitation au cours du Trimestre sera affectée au remboursement (i) des Coûts pétroliers afférents aux Opérations d'exploitation, y inclus les coûts afférents aux Opérations de développement et les Coûts des travaux d'abandon, effectivement supportés par le Contractant relativement à la Zone contractuelle d'exploitation concernée au cours du Trimestre ou des Trimestres précédents, d'une part, et (ii) des Coûts pétroliers afférents aux Opérations de recherche d'autre part, dans la mesure, s'agissant des Coûts pétroliers des Trimestres précédents, ou ceux-ci ont été reportés conformément aux stipulations de l'alinéa (b) du présent Paragraphe 40.2.1. Cette quantité ne peut excéder le Cost stop qui représente soixante-dix pour cent (70%) de la Production nette d'hydrocarbures, nette de la Redevance ad valorem ;

b) si au cours d'un Trimestre, les Coûts pétroliers non encore récupérés par le Contractant dépassent la valeur de la quantité d'hydrocarbures pouvant être retenue par celui-ci telle qu'indiquée à l'alinéa (a) du présent Paragraphe 40.2.1, le surplus ne pouvant être récupéré dans le Trimestre sera reporté sur les Trimestres suivants jusqu'à récupération totale ou expiration du présent Contrat.

40.2.2 Les valeurs du Cost oil seront déterminées en utilisant le Prix du marché départ champ pour chaque qualité d'hydrocarbures.

40.2.3 Le remboursement des Coûts pétroliers pour chaque Trimestre au titre de chaque Zone contractuelle d'exploitation s'effectuera selon l'ordre de priorité des catégories suivantes :

- a) les coûts des Opérations de production ;
- b) les coûts des Opérations de développement ;
- c) les coûts des Opérations de recherche, exposés antérieurement à la date d'attribution de l'Autorisation exclusive d'exploitation relative à une telle Zone contractuelle d'exploitation, à condition qu'ils n'aient pas été inclus expressément dans les Coûts pétroliers en rapport avec une autre Zone contractuelle d'exploitation ou expressément reportés pour être inclus dans les Coûts pétroliers en rapport avec une éventuelle et future Zone contractuelle d'exploitation ;
- d) les Coûts des Travaux d'abandon.

40.2.4 Dans chaque catégorie, les coûts seront récupérés selon la méthode du "premier entré, premier sorti".

Article 41. Du partage de la production

41.1 Profit oil

Le Profit oil est partagé entre l'Etat et le Contractant conformément aux stipulations du Paragraphe 41.2.

41.2 Règles de partage du Profit oil

41.2.1 La détermination de la part revenant à chacune des Parties au titre du Profit oil est effectuée chaque Trimestre. Afin

de déterminer cette part pour un Trimestre considéré, le Contractant détermine, au plus tard trente (30) Jours à compter du début de ce Trimestre, pour chaque Zone contractuelle d'exploitation, la valeur du Facteur-R dudit trimestre. Cette valeur du Facteur-R correspond au rapport entre :

- a) d'une part, au numérateur :

(1) le cumul de la valeur, au Prix du marché départ champ applicable pour chaque Trimestre depuis le début de la production, de la part de Pétrole brut et, le cas échéant, de la part de Gaz naturel revenant au Contractant au titre du Cost oil et du Profit oil du Trimestre considéré, depuis la date d'attribution de l'Autorisation exclusive d'exploitation jusqu'au dernier Jour du Trimestre précédent le Trimestre pour lequel le Facteur-R est déterminé ;

(2) diminuée du cumul des coûts des Opérations de production et des Coûts des travaux d'abandon exposés par le Contractant depuis la date d'attribution de l'Autorisation exclusive d'exploitation jusqu'au dernier Jour du Trimestre précédent le Trimestre pour lequel le Facteur-R est déterminé ;

- b) d'autre part, au dénominateur :

(1) le cumul des coûts des Opérations de développement de la Zone contractuelle d'exploitation concernée, exposés par le Contractant depuis la date d'attribution de l'Autorisation exclusive d'exploitation jusqu'au dernier Jour du Trimestre précédent le Trimestre pour lequel le Facteur-R est déterminé ;

(2) augmenté du cumul des coûts des Opérations de recherche affectés, conformément à l'article 400 ci-dessus, à ladite Zone contractuelle d'exploitation.

Pour le premier Trimestre à compter de la date de début de la production commerciale d'hydrocarbures, le Facteur-R sera considéré comme inférieur ou égal à 1.

41.2.2 Le partage du Profit oil entre l'Etat et le Contractant pour un Trimestre donné varie dans les conditions décrites au tableau ci-dessous, en fonction de la valeur du Facteur-R calculée conformément aux stipulations du Paragraphe 41.2.1 et communiquée à l'Etat au plus tard trente (30) Jours après le début dudit trimestre :

| Facteur - R | Inférieur ou égal à 1 | Compris entre 1 et 1,5 | Compris entre 1,5 et 2 | Compris entre 2 et 2,5 | Supérieur à 2,5 |
|--|-----------------------|------------------------|------------------------|------------------------|-----------------|
| Part du Contractant dans le Profit oil | 60% | 55% | 50% | 45% | 40% |
| Part de l'Etat dans le Profit oil | 40% | 45% | 50% | 55% | 60% |

41.3 Procédure d'expertise

Les différends liés au calcul du Facteur-R peuvent être soumis à la Procédure d'expertise.

Article 42. De la liquidation et du paiement de la Redevance ad valorem et de la part de Profit oil revenant à l'Etat

42.1 Méthode de paiement de la Redevance ad valorem et du Tax oil

La Redevance ad valorem et le Tax oil seront payables, pour tout ou partie, soit en espèces, soit en nature.

Le choix du mode de paiement de la Redevance ad valorem et du Tax oil est notifié au Contractant par l'Etat, au moins quatre-vingt-dix (90) Jours avant la date de début de la production commerciale d'Hydrocarbures.

Ce choix demeurera valable aussi longtemps que le Contractant n'aura pas reçu de l'Etat une nouvelle notification qui devra être faite avec un préavis d'au moins cent quatre-vingt (180) Jours.

Si ce choix n'est pas notifié dans les délais impartis, la totalité de la Redevance ad valorem et du Tax oil sera versée en espèces.

42.2 Relevé de la production mensuelle

Au plus tard le quinze (15) de chaque mois, le Contractant notifiera à l'Etat, avec toutes justifications utiles, un relevé de la production du mois précédent faisant ressortir les informations suivantes :

- a) la Production nette et les quantités d'hydrocarbures utilisées pour les Opérations pétrolières (consommation propre) ;
- b) les caractéristiques techniques de chaque qualité des hydrocarbures extraits ;
- c) les quantités d'hydrocarbures affectées au paiement de la Redevance ad valorem due à l'Etat mesurées au Point de mesurage ;
- d) les quantités d'hydrocarbures affectées au remboursement des Coûts pétroliers au titre du Cost oil mesurées au Point de mesurage ;

- e) les quantités d'hydrocarbures affectées à chaque Partie au titre du partage du Profit oil mesurées au Point de mesurage ;
- f) les quantités d'hydrocarbures délivrées aux Points de livraison ;
- g) les cours de clôture du Brent pour chaque jour de cotation du mois.

Le relevé précisera séparément les quantités de Pétrole brut et de Gaz naturel et la situation des quantités et valeurs de chacun de ces hydrocarbures au début et à la fin du mois concerné.

42.3 Paiement en espèces de la Redevance ad valorem et du Tax oil

42.3.1 Lorsque la Redevance ad valorem et la part de Profit oil revenant à l'Etat sont perçues en espèces, elles sont liquidées mensuellement, à titre provisoire, et trimestriellement, à titre définitif.

42.3.2 Le Contractant versera le montant provisoire de la Redevance ad valorem, dans les dix (10) Jours suivant la notification du relevé mentionné au Paragraphe 42.2, sur la base des quantités précisées à l'alinéa (c) du Paragraphe 42.2, multipliées par le Prix du marché départ champ.

Le Contractant versera le montant provisoire de la part de Tax oil, dans les dix (10) Jours suivant la notification du relevé mentionné au Paragraphe 42.2, sur la base :

- a) des quantités précisées à l'alinéa (e) du Paragraphe 42.2, multipliées par le Prix du marché départ champ ; et
- b) de la valeur du Facteur-R.

Dans le cas spécifique du Pétrole brut :

(1) dans l'attente du calcul du Prix du marché départ champ pour un Trimestre donné, la Redevance ad valorem et la part de Profit oil revenant à l'Etat dues à titre provisoire, seront payées sur la base d'un Prix du marché départ champ provisoire correspondant au Prix du marché départ champ le plus récent arrêté conformément au Paragraphe 38.1 ;

(2) suite à la notification à l'Etat du calcul du Prix du marché départ champ pour le Trimestre considéré, le Contractant notifie à l'Etat l'état définitif de liquidation de la Redevance ad valorem et la part de Profit oil revenant à l'Etat, déduction faite des sommes versées à titre provisionnel. Si le solde, après liquidation, de l'un de ces droits révèle un trop perçu au profit de l'Etat, son montant est imputé au droit ultérieur identique, jusqu'à épuisement. Si le solde après liquidation d'un de ces droits révèle un moins perçu au détriment de l'Etat, le Contractant en effectue le versement dans les quinze (15) Jours qui suivent la date de notification à l'Etat de l'état définitif de liquidation.

42.4 Paiement en nature de la Redevance ad valorem et du Tax oil

Lorsque la Redevance ad valorem et le Tax oil sont perçus en nature, le Contractant met à la disposition de l'Etat, aux Points de mesurage, les quantités de Pétrole brut dues au titre de cette Redevance ad valorem et de cette part de Profit oil revenant à l'Etat. L'Etat peut demander à ce que lesdites quantités soient mises à sa disposition à un Point de livraison, si celui-ci est un des Points de livraison usuels du Contractant. Dans ce cas et si l'Etat le demande, le Contractant transportera et livrera lesdites quantités à l'Etat. L'Etat supporte les Coûts de transport calculés comme indiqué au Paragraphe 38.1.4, relativement à ces quantités.

Sauf accord contraire des Parties et sous réserve des dispositions du Paragraphe 16.7, les quantités mentionnées au présent Paragraphe sont mises à la disposition de l'Etat sur une base mensuelle.

42.5 Relevé trimestriel

Aux fins d'application du présent article et des articles 38, 39, 40 et 41 le Contractant préparera et transmettra à l'Etat, au plus tard trente (30) Jours après la fin de chaque Trimestre, un état contenant les calculs de la valeur de la production totale du Trimestre précédent.

Cet état contiendra, pour le Trimestre considéré, les informations suivantes :

- a) la Production nette ;
- b) les quantités de Pétrole brut utilisées pour les Opérations pétrolières (consommation propre) ;
- c) les quantités de Pétrole brut vendues pour satisfaire les besoins de la consommation intérieure ;
- d) les quantités de Pétrole brut vendues par le Contractant aux personnes autres que des acheteurs indépendants, tels que définis au Paragraphe 38.2, ainsi que les prix pratiqués et les recettes réalisées, pour chacune de ces quantités vendues ;
- e) les quantités de Pétrole brut vendues par le Contractant aux acheteurs indépendants, tels que définis au Paragraphe 38.2, ainsi que les prix pratiqués et les recettes réalisées pour chacune de ces quantités ;
- f) la quantité et la valeur du Pétrole brut en inventaire à la fin du Trimestre qui précède le Trimestre concerné ;
- g) la quantité et la valeur du Pétrole brut en inventaire à la fin du Trimestre concerné ;
- h) les cours de clôture du Brent pour chaque jour de cotation du Trimestre ;
- i) toute information en possession du Contractant concernant le prix des Pétroles bruts de qualités similaires, vendus sur les marchés internationaux.

Cet état fournira, le cas échéant, les mêmes informations en ce qui concerne le Gaz naturel.

42.6 Remplissage

Le Contractant ne commencera à payer la Redevance ad valorem qu'à compter du remplissage du Système de transport des hydrocarbures par canalisation. Le Système de transport des hydrocarbures pas canalisations sera présumé rempli une fois pour toute dès que du Pétrole brut s'écoulera au Point de Livraison. Le volume nécessaire au remplissage du Système de transport des hydrocarbures par canalisations (le " Volume de remplissage ") sera indiqué dans le relevé de la production mensuelle prévu au Paragraphe 42.2 correspondant au mois au cours duquel le Système de transport des hydrocarbures par canalisations sera réputé rempli.

Article 43. Des engagements liés à la formation des agents du Ministère chargé des hydrocarbures

43.1 Contribution du Contractant à la formation et au perfectionnement

Le Contractant contribuera à la formation et au perfectionnement des agents du Ministère en charge des hydrocarbures suivant les modalités ci-après :

- a) Le Contractant s'engage à supporter, pour chaque Année civile et jusqu'à la fin de l'Autorisation exclusive de recherche des dépenses à concurrence de deux cent cinquante mille (250 000) Euros TTC au titre du plan annuel de formation. Cette somme, due à l'Etat, sera payée au plus tard à la date d'exigibilité du Bonus de signature, puis à chaque date anniversaire de la signature du Contrat, suivant les modalités prévues au Paragraphe 43.2 ci-après ;

b) Dès l'octroi au Contractant de toute Autorisation exclusive d'exploitation, il s'engage à supporter, pour chaque Année et par Zone contractuelle d'exploitation, des dépenses à concurrence de trois cent mille (300 000) Euros TTC au titre du plan annuel de formation. Cette somme sera due au plus tard trente (30) Jours à compter de la date du Décret d'octroi, puis à chaque date anniversaire du Décret d'octroi, suivant les modalités prévues au Paragraphe 43.2 ci-après.

43.2 Modalités de la contribution

Le Contractant paiera les dépenses mentionnées au Paragraphe 43.1 sur un Compte agréé ouvert au Trésor public dont les coordonnées lui seront communiquées au plus tard huit (8) Jours ouvrables avant la date d'échéance du paiement concerné telle que stipulée au Paragraphe 43.1. Cependant si le Ministère en charge des hydrocarbures, en fait la demande le Contractant paiera les dépenses mentionnées au Paragraphe 43.1 directement aux prestataires chargés par l'Etat de réaliser tout ou partie du plan annuel de formation, sous réserve du respect de la procédure prévue au Paragraphe 59.7.

Article 44. De l'assistance juridique et financière au Ministère chargé des hydrocarbures

44.1 Contribution du Contractant à l'assistance juridique et financière

Le Contractant contribuera au financement d'une assistance juridique et financière au bénéfice du Ministère en charge des hydrocarbures suivant les modalités ci-après :

a) Le Contractant s'engage à supporter, pour chaque année et jusqu'à la fin de l'Autorisation exclusive de recherche des dépenses à concurrence de deux cent cinquante mille (250 000) Euros TTC. Cette somme sera due au plus tard à la date d'exigibilité du Bonus de signature, puis à chaque date anniversaire de la signature du Contrat ;

b) Dès l'octroi au Contractant de toute Autorisation exclusive d'exploitation le Contractant s'engage à supporter, pour chaque Année et par Zone contractuelle d'exploitation, des dépenses à concurrence de trois cent mille (300 000) Euros TTC. Cette somme sera due au plus tard trente (30) Jours à compter de la date du Décret d'octroi, puis à chaque date anniversaire du Décret d'octroi.

44.2 Modalités de la contribution

Le Contractant paiera les dépenses mentionnées au Paragraphe 44.1 sur un Compte agréé Trésor public dont les coordonnées lui seront communiquées au plus tard huit (8) Jours ouvrables avant la date d'échéance du paiement concerné telle que stipulée au Paragraphe 44.1. Cependant si le Ministère en charge des hydrocarbures, en fait la demande, le Contractant paiera les dépenses mentionnées au Paragraphe 44.1, directement aux prestataires chargés par l'Etat de réaliser tout ou partie de l'assistance juridique et financière, sous réserve du respect de la procédure prévue au Paragraphe 59.7.

Article 45. De la responsabilité sociétale des entreprises

45.1 Programme social au titre de l'Autorisation exclusive de recherche

À titre d'aide aux populations locales, le Contractant s'engage à financer des programmes sociaux en concertation avec les autorités locales du lieu de réalisation des Opérations pétrolières pour un montant de trente mille (30 000) Dollars ou l'équivalent en FCFA pour les trois (3) blocs par an jusqu'à la fin de l'Autorisation exclusive de recherche.

45.2 Élaboration d'un Programme pétrolier de développement communal (PPDC) et d'un Programme pétrolier de développement régional (PPDR)

Préalablement au dépôt d'une demande d'attribution de toute Autorisation exclusive d'exploitation, le Contractant soumet :

- au Maire de chacune des communes concernées, un projet de PPDC, élaboré sur la base des orientations stratégiques et des objectifs du Plan de développement communal ;

- au Président de chacun des Conseils régionaux concernés, un projet de PPDR, élaboré sur la base des orientations stratégiques et des objectifs du Plan de développement régional.

Le projet de PPDC et le projet de PPDR s'inscrivent dans le cadre des programmes d'opérations pluriannuelles respectivement du Plan de développement communal ou du Plan de développement régional et des plans d'actions annuels qui en découlent. Ils comportent :

a) l'indication des programmes d'opérations pluriannuels respectivement du Plan de développement communal ou du Plan de développement régional et des programmes d'actions annuels correspondants, auxquels le Contractant envisage d'apporter son appui technique et financier, étant précisé que les propositions présentées par le Contractant à cet égard devront être conformes aux objectifs fixés à l'article 32 du Code pétrolier ;

b) les propositions du Contractant quant à l'appui financier et technique, qu'il envisage d'apporter respectivement à la commune ou à la région dans le cadre de la mise en œuvre des programmes susvisés ;

c) les modalités pratiques suivant lesquelles le Contractant apportera son appui financier et technique à la mise en œuvre des programmes susvisés ;

d) l'engagement du Contractant à participer au suivi et à l'évaluation de la mise en œuvre des programmes sélectionnés au titre respectivement du PPDC ou du PPDR.

Une copie du PPDC et du PPDR transmis aux autorités concernées est adressée au Ministre chargé des hydrocarbures.

Les propositions formulées par le Contractant dans le projet visé au présent article peuvent porter sur la fourniture d'un appui financier et technique à la réalisation :

a) d'un ou de plusieurs programmes d'opérations pluriannuels d'ensemble, jusqu'à l'exécution complète des actions relevant de ce ou de ces programme(s) d'opérations, auquel cas la durée du PPDC ou du PPDR proposé correspond au moins à celle du ou des programme(s) pluriannuels concernés ; ou

b) d'actions inscrites au titre de programmes annuels d'actions relevant de plusieurs programmes d'opérations pluriannuels, sous réserve que l'ensemble des actions concernées permette d'atteindre les objectifs visés à l'article 32 du Code pétrolier. Dans ce cas, la durée du PPDC ou du PPDR correspond au moins, respectivement, à celle du Plan de développement communal ou à celle du Plan de développement régional.

45.3 Approbation du PPDR

Le projet de PPDR proposé par le Contractant est approuvé par le Conseil régional dans un délai maximum d'un (1) mois à compter de sa date de réception par la région concernée.

Le Conseil régional peut proposer des modifications au projet de PPDR proposé par le Contractant, sous réserve que de telles modifications :

a) s'inscrivent dans le cadre du Plan de développement régional et se rapportent à des programmes d'opérations pluriannuels et programmes d'actions annuels figurant dans ce plan ;

b) n'excèdent pas, du point de vue de leur coût financier, le montant maximum de l'enveloppe budgétaire convenu au Paragraphe 45.4.

45.4 Mise en œuvre du PPDR

L'appui technique du Contractant à l'exécution du PPDR est effectué notamment dans le cadre d'un Comité de gestion créé par décision du Conseil régional dans un délai maximum d'un mois à compter de l'octroi de l'Autorisation exclusive d'exploitation. Un agent du Ministère en charge des hydrocarbures participe audit comité.

Le montant du par le Contractant au titre de l'ensemble des PPDR s'élèvera à deux cent mille (200 000) Dollars par an, pour une production inférieure ou égale à cinquante mille (50 000) Barils/jour et à cinq cent mille (500 000) Dollars par an, pour une production supérieure à cinquante mille (50 000) Barils/jour. Le montant de deux cent mille (200 000) ou cinq cent mille (500 000) Dollars par an sera réparti équitablement entre chaque PPDR.

Le Contractant paiera les sommes dues au titre de chaque PPDR directement aux prestataires en charge de la réalisation de tout ou partie des projets du PPDR sur présentation des factures transmises par le Comité de gestion.

45.5 Approbation du PPDC

Le projet de PPDC proposé par le Contractant est approuvé par le Conseil municipal dans un délai maximum d'un (1) mois à compter de sa date de réception par la commune concernée.

Le Conseil municipal peut proposer des modifications au projet de PPDC proposé par le Contractant, sous réserve que de telles modifications :

- a) s'inscrivent dans le cadre du Plan de développement communal et se rapportent à des programmes d'opérations plurianuels et programmes d'actions annuels figurant dans ce plan ;
- b) n'excèdent pas, du point de vue de leur coût financier, le montant maximum de l'enveloppe budgétaire convenu au Paragraphe 45.6.

45.6 Mise en œuvre du PPDC

L'appui technique du Contractant à l'exécution du PPDC est effectué notamment dans le cadre d'un Comité de gestion créé par arrêté municipal dans un délai maximum d'un mois à compter de l'octroi de l'Autorisation exclusive d'exploitation. Un agent du Ministère en charge des hydrocarbures participe audit Comité.

Le montant du par le Contractant au titre de l'ensemble des PPDC s'élèvera à trois cent mille (300 000) Dollars par an, pour une production inférieure ou égale à cinquante mille (50 000) Barils/jour et à un million (1 000 000) Dollars par an, pour une production supérieure à cinquante mille (50 000) Barils/jour. Le montant de trois cent mille (300 000) ou un million (1 000 000) Dollars par an sera réparti équitablement entre chaque PPDC.

Le Contractant paiera les sommes dues au titre de chaque PPDC directement aux prestataires en charge de la réalisation de tout ou partie des projets du PPDC sur présentation des factures transmises par le Comité de gestion.

Article 46. De la redevance superficielle

46.1 Barème de la taxe superficielle

Le Contractant est soumis au paiement d'une redevance superficielle annuelle calculée selon le barème ci-après (en Francs CFA) :

- a) Autorisation exclusive de recherche :

- Période initiale : 500F/km²/an
- Première Période de Renouvellement: 1 500F/km²/an
- Deuxième Période de renouvellement : 2 500F/km²/an

- Période de prorogation : 5 000F/km²/an

b) Autorisation exclusive d'exploitation :

- Période initiale : 1 500 000F/km²/an

- Période de renouvellement : 2 000 000F/km²/an

46.2 Liquidation et recouvrement

La redevance superficielle est liquidée annuellement sur la base de la situation au 1^{er} janvier de l'année en cours. Elle est payée au Trésor public au plus tard le 28 février de l'année concernée.

Article 47. Du prélèvement exceptionnel sur les plus-values de cession

47.1 Principe de l'imposition

Le Contractant et chacune des entités le composant n'est soumis au paiement d'aucun impôt direct sur les bénéfices à raison de ses Opérations pétrolières en plus de la Redevance ad valorem et du Tax oil. Toutefois, par exception à ce principe, chaque plus-value résultant de la cession d'une Autorisation ou d'une Participation dans une telle Autorisation (la "Plus-value de cession"), réalisée par le Contractant ou toute entité le constituant (le "Cédant"), est soumise à un prélèvement exceptionnel de vingt-cinq pour cent (25%)

Les dispositions du présent article 477 ne sont pas applicables aux plus-values de cession des matériels, équipements et autres biens affectés à la réalisation des Opérations pétrolières.

47.2 Détermination de la plus-value taxable

47.2.1 La Plus-value de cession qui sert de base au prélèvement exceptionnel est la différence entre :

- a) le prix de cession des éléments d'actif concernés d'une part, et
- b) le prix de revient des éléments d'actif concernés d'autre part.

47.2.2 Le prix de cession est constitué par le prix effectivement perçu par le cédant, en espèce ou en nature, déduction faite de tout remboursement d'avances par le Cédant à lui faite par le Cessionnaire en relation avec l'Autorisation concernée.

Lorsque la cession a notamment pour contrepartie l'engagement du Cessionnaire à financer tout ou partie des Opérations pétrolières dont le coût incombe normalement au Cédant au titre de la Participation résiduelle de ce dernier dans l'Autorisation concernée, la valeur des engagements ainsi souscrits par le Cessionnaire (le " Paiement en nature ") n'entre pas dans la détermination du prix de cession dès lors que ce Paiement en Nature a pour contrepartie l'affectation au bénéfice du Cessionnaire du Cost oil destiné à la récupération des Coûts pétroliers concernés.

47.2.3 Toutefois, nonobstant les dispositions du Paragraphe 47.2.2, la valorisation financière des Opérations de recherche que le Cessionnaire s'engage à réaliser pour le compte du Cédant est exclue du prix de cession des éléments d'actif, sous réserve que les Opérations de recherche concernées soient réalisées à compter de la date de prise d'effet de la cession.

47.2.4 Le prix de revient est constitué par la somme des Coûts pétroliers non encore récupérés à la date de la cession mais effectivement exposés par le Cédant dans le cadre des Opérations pétrolières réalisées en vertu de l'Autorisation ou de la Participation cédée, y compris les Coûts pétroliers effectivement exposés mais non récupérables en vertu des stipulations du Contrat.

Pour les besoins du calcul du prix de revient, la notion de Coûts pétroliers englobe les coûts en relation directe avec les Opérations pétrolières réalisées en vertu de l'Autorisation ou de la

Participation cédée, éventuellement exposés par le Cédant avant la date d'entrée en vigueur de son Contrat de partage de production, y compris notamment les coûts exposés pour les besoins de la négociation et de la signature de ce Contrat de partage de production et les sommes payées au titre du bonus de signature.

47.3 Liquidation du prélèvement

47.3.1 Lorsque le prix de cession est intégralement payé par tout autre moyen que par un Paiement en nature, le prélèvement exceptionnel est payé par le Cédant dans les trente (30) Jours suivant l'octroi de l'autorisation de la cession.

47.3.2 Sans préjudice des dispositions du Paragraphe 47.2.2, lorsque le prix de cession convenu est constitué, pour partie d'une somme d'argent et, pour l'autre partie, d'un Paiement en nature, le prélèvement exceptionnel est payé suivant les modalités ci-après :

a) Lorsque la différence entre le montant du paiement par versement d'une somme d'argent et le prix de revient de l'Autorisation ou de la Participation cédée permet, à elle seule, de dégager un solde positif :

i. ce solde positif est soumis au prélèvement exceptionnel dans les conditions et délais prévus au Paragraphe 47.3.1 ;

ii. le solde de la Plus-value de cession réalisée par le Cédant est soumis au prélèvement exceptionnel à compter du premier exercice au cours duquel le Cost oil correspondant aux Coûts pétroliers ayant faits l'objet du Paiement en Nature (le "Cost oil paiement en nature") est servi au Cédant. Le prélèvement exceptionnel dû au titre dudit solde est payable au plus tard le 31 mars de l'Année civile suivant l'Année civile au cours de laquelle le Cost oil Paiement en Nature est servi au Cédant, dans la limite de 25% du montant de ce Cost Oil, et ce jusqu'à apurement du montant total du prélèvement exceptionnel.

b) Lorsqu'il résulte de la différence entre le paiement par versement d'une somme d'argent et le prix de revient de l'Autorisation ou de la Participation cédée, un solde négatif ou nul, le prélèvement exceptionnel dû en raison de la plus-value réalisée par le Cédant est payable à compter du premier exercice au cours duquel le Cost oil Paiement en nature est servi au Cédant, dans les conditions prévues à l'alinéa (a) ii de ce Paragraphe.

47.3.3 Dans tous les cas, la cession de l'Autorisation ou d'une Participation ne prend effet qu'à compter du dépôt par le Cédant d'une déclaration relative à la Plus-value de cession validée par l'administration fiscale de la République du Niger et du paiement du prélèvement dû en application des dispositions des Paragraphes 47.3.1 et 47.3.2 (a) i ci-dessus.

47.4 Cession entre Sociétés affiliées

47.4.1 Nonobstant toute disposition contraire, le prélèvement exceptionnel sur les Plus-values de cession fait l'objet de modalités spécifiques lorsqu'une entité composant le Contractant cède une Autorisation ou une Participation à un Cessionnaire de droit nigérien qui lui est affilié (le "Cessionnaire affilié"). Au sens du présent Paragraphe, est considéré comme Cessionnaire affilié :

(a) d'une part, toute société ayant directement ou indirectement le contrôle du Cédant ou étant directement ou indirectement sous le contrôle dudit Cédant ;

(b) d'autre part, toute société directement ou indirectement sous le contrôle d'une société ou de toute autre personne morale ayant directement ou indirectement le contrôle dudit Cédant.

47.4.2 Les Plus-values de cession réalisées dans le cadre de la cession d'une Autorisation ou d'une Participation au profit de tout Cessionnaire affilié bénéficient d'un sursis d'imposition au titre du prélèvement exceptionnel.

47.4.3 Toute cession ultérieure de l'Autorisation ou de la Participation concernée par toute Société affiliée à un Cessionnaire autre qu'un Cessionnaire affilié donne lieu au paiement du prélèvement exceptionnel, y compris sur la Plus-value réalisée en sursis d'imposition à l'occasion des cessions entre Sociétés affiliées.

Article 48. Autres dispositions fiscales

48.1 Exonération générale d'imposition

48.1.1 A l'exclusion des droits fixes prévus à l'article 90 du Code pétrolier, du prélèvement exceptionnel sur les Plus-values de Cession tel que défini à l'article 47, de la Redevance ad valorem, de la redevance superficiaire telle que définie à l'article 466, de la part de Profit oil revenant à l'Etat, des droits de timbre et d'enregistrement (sauf exception prévue dans le Contrat), de la taxe d'abattage des arbres instituée par l'ordonnance n° 92-037 du 21 août 1992 relative à l'organisation de la commercialisation et du transport de bois dans les grandes agglomérations et la fiscalité qui lui est applicable et des stipulations du Paragraphe 48.4, chaque entité composant le Contractant est exonérée de tous impôts, retenues, droits, taxes et autres contributions obligatoires :

a) soit à raison des activités réalisées en application du présent Contrat ;

b) soit à raison des paiements reçus ou effectués dans le cadre de l'exécution de ce Contrat.

48.1.2 Cette exonération générale d'impôts, droits, taxes et autres contributions obligatoires couvre, notamment, sans que cette liste ne soit exhaustive :

a) l'impôt minimum forfaitaire ou son équivalent ;

b) la taxe d'apprentissage ;

c) la taxe sur certains frais généraux des entreprises ;

d) la taxe professionnelle ;

e) l'impôt sur les bénéfices ;

f) l'impôt sur les distributions de bénéfices ;

g) les impôts et taxes de quelque nature que ce soit sur les intérêts et autres produits des sommes empruntées par le Contractant pour les besoins des Opérations pétrolières ;

h) les droits d'enregistrement consécutifs à la constitution des sociétés et aux augmentations de capital ;

i) la taxe immobilière sur les biens des personnes morales à condition de construire un siège dans les cinq (5) premières années à compter de la date de première production.

48.1.3 Les exonérations visées au présent article ne s'appliquent pas aux redevances pour services rendus, notamment la redevance ORTN, les péages routiers et la redevance de chasse.

48.2 Impôt direct sur les bénéfices

48.2.1 La part de Profit oil revenant à l'Etat au titre du Tax oil visé à l'article 88 du Code pétrolier est l'équivalent de l'impôt direct sur les bénéfices de chaque entité composant le Contractant provenant des activités réalisées en application du présent Contrat, en proportion de la participation de chaque entité dans l'Autorisation exclusive d'exploitation concernée. Les déclarations fiscales sont établies en Dollars et fournies par chaque entité composant le Contractant. Les quitus fiscaux correspondants établis au nom de chaque entité leur seront remis par l'administration fiscale Nigérienne.

Les dispositions du présent Paragraphe s'appliquent séparément à chaque entité composant le Contractant pour l'ensemble des Opérations pétrolières réalisées au titre du présent Contrat.

Les dispositions du présent Paragraphe et, d'une manière générale, celles du présent article 488, ne font pas obstacle à ce que l'administration fiscale de la République du Niger procède, à l'égard des entités membres du Contractant, au contrôle des déclarations fiscales établies par ces entités, ainsi qu'à l'ensemble des contrôles fiscaux prévus par les Lois en vigueur.

48.2.2 Sauf disposition particulière du Code pétrolier, les bénéfices nets, tels que définis dans le Code général des impôts, que chaque entité composant le Contractant retire de l'ensemble de ses opérations réalisées sur le territoire de la République du Niger autres que celles couvertes par le présent Contrat ou y relatives, sont imposables d'après les règles de droit commun et doivent faire l'objet d'une comptabilité séparée de celle des Opérations pétrolières.

48.3 Taxes sur la valeur ajoutée

48.3.1 Les fournitures de biens et les prestations de services de toutes natures, y compris les études, qui se rapportent à l'exécution des Opérations pétrolières ou à la mise en place d'un Système de transport des hydrocarbures par canalisations, sont exonérées de la taxe sur la valeur ajoutée et de toutes taxes assimilées (y compris toute taxe sur les opérations financières). Les Sous-traitants du Contractant bénéficient des exonérations prévues au présent Paragraphe.

48.3.2 Le bénéfice des exonérations prévues au Paragraphe 48.3.1 est subordonné à l'accomplissement par le Contractant et les Sous-traitants des formalités prévues par le droit commun en matière d'exonération de taxes sur la valeur ajoutée.

48.3.3 Pour les besoins de l'application des stipulations des Paragraphes 48.3.1 et 48.3.2 ci-dessus, l'Etat s'engage à, et se porte fort de l'adoption, suivant les modalités prévues par les Lois en vigueur relatives aux lois de finances, de dispositions législatives rédigées mutatis mutandis dans les mêmes termes que ceux desdits Paragraphes 48.3.1 et 48.3.2, dans un délai maximum de six (6) mois à compter de la Date de signature.

48.4 Retenue à la source

Le Contractant et chaque entité composant le Contractant demeure soumis à toutes les obligations d'assiette et de paiement relatives aux impôts et taxes prélevés à la source pour le compte du Trésor public et concernant notamment (i) les impôts sur les traitements et salaires et (ii) les retenues à la source au titre de l'Impôt sur les bénéfices des non-résidents sur les rémunérations versées à des personnes physiques ou morales domiciliées à l'étranger en rémunération d'une activité professionnelle.

Il est précisé, à cet égard, que, les intérêts servis aux Prêteurs dépourvus de domicile fiscal en République du Niger ne sont pas soumis à la retenue à la source prévue au présent Paragraphe. De même, en raison de l'exemption générale visée au Paragraphe 48.1, les sommes versées à titre de dividendes ou autres distributions (y compris versement en comptes courants) aux Actionnaires du Contractant et des entités qui le composent sont exempts de tous impôts, retenues, droits, taxes et autres contributions obligatoires.

Les sommes prêtées ou mises à la disposition du Contractant par ses Actionnaires ou Sociétés affiliées notamment dans le cadre de conventions de compte courant sont également exempts de tous impôts, retenues, droits, taxes et autres contributions obligatoires.

Article 49. Dispositions douanières

49.1 Exemptions dans le cadre de l'Autorisation exclusive de recherche

Sont admis en franchise de tous droits et taxes d'entrée, y compris toute Taxe sur la valeur ajoutée, à l'exception de la Redevance statistique, du Prélèvement communautaire et du Prélèvement communautaire de solidarité à l'occasion de leur importation, les produits, véhicules, matériels, matériaux, machines et équipements destinés, directement, exclusivement et à titre définitif, aux Opérations pétrolières effectuées dans le cadre de l'Autorisation exclusive de recherche et non disponibles à l'achat ou à la location sur le territoire de la République du Niger à l'exception des véhicules de siège, des produits alimentaires, des équipements de bureau, des consommables de bureau, et tout matériel de fonctionnement courant de bureau dont l'importation demeure soumise au régime de droit commun.

vance statistique, du Prélèvement communautaire et du Prélèvement communautaire de solidarité à l'occasion de leur importation, les produits, véhicules, matériels, matériaux, machines et équipements destinés, directement, exclusivement et à titre définitif, aux Opérations pétrolières effectuées dans le cadre de l'Autorisation exclusive de recherche et non disponibles à l'achat ou à la location sur le territoire de la République du Niger à l'exception des véhicules de siège, des produits alimentaires, des équipements de bureau, des consommables de bureau, et tout matériel de fonctionnement courant de bureau dont l'importation demeure soumise au régime de droit commun.

49.2 Exemptions dans le cadre d'une Autorisation exclusive d'exploitation

Les produits, véhicules, matériels, matériaux, machines et équipements destinés, directement, exclusivement et à titre définitif aux Opérations pétrolières effectuées dans le cadre d'une Autorisation exclusive d'exploitation et non disponibles à l'achat ou à la location sur le territoire de la République du Niger, sont, à l'occasion de leur importation, exonérés de tous droits et taxes d'entrée, y compris toute Taxe sur la valeur ajoutée, à l'exception de la Redevance statistique, du Prélèvement communautaire et du Prélèvement communautaire de solidarité, pendant les cinq (5) premières années qui suivent l'octroi de cette Autorisation à l'exception des véhicules de siège et des produits alimentaires dont l'importation demeure soumise au régime de droit commun.

Au-delà de la période de cinq (5) ans visée à l'alinéa précédent, les importations nouvelles de produits, matériels, matériaux, machines et équipements (importations qui étaient précédemment exonérées) sont soumises au régime de droit commun.

49.3 Stocks de pièces détachées

Les exonérations prévues aux Paragraphes 49.1 et 49.2 ci-dessus s'étendent aux fournitures, pièces détachées et parties de pièces détachées, destinées aux véhicules, matériels, machines et équipements liés directement, exclusivement et à titre définitif aux Opérations pétrolières et non disponibles à l'achat ou à la location sur le territoire de la République du Niger à l'exception des fournitures, pièces détachées et parties de pièces détachées destinées aux véhicules de siège et des produits alimentaires dont l'importation demeure soumise au régime de droit commun.

49.4 Régime d'importation temporaire

Les véhicules, matériels, machines et équipements, importés en République du Niger, affectés aux Opérations pétrolières sur une Zone contractuelle et destinés à être réexportés sont placés sous le régime de l'admission temporaire normal en franchise de tous droits et taxes d'entrée, y compris les taxes sur la valeur ajoutée à l'exception de la Redevance statistique, pendant toute la durée de leur séjour sur le territoire de la République du Niger. Dans le cas spécifique des aéronefs placés sous un régime suspensif, la Redevance statistique est calculée sur la base du montant de la prestation fournie par ledit aéronef.

La réexportation des véhicules, matériels, machines et équipements susmentionnés, conformément aux dispositions régissant le régime suspensif dont ils bénéficient, ne donne lieu au paiement d'aucun droit de sortie ou redevance.

Les véhicules, matériels, machines et équipements ayant bénéficié d'un régime suspensif pour les besoins des Opérations pétrolières conformément aux dispositions du présent Paragraphe peuvent, être maintenus sur le territoire national en suspension de droits et taxes de douanes, à condition que l'intéressé s'engage à les constituer en entrepôt privé particulier suivant les modalités prévues par la législation douanière en vigueur. Les véhicules, matériels, machines et équipements ayant été constitués en entrepôt privé qui sont réaffectés aux Opérations pétrolières et sont desti-

nés à être réexportés bénéficient des mêmes dispositions que celles de lalinéa premier du présent Paragraphe.

49.5 Bénéfice de l'exonération

Les exonérations et régimes suspensifs prévus au présent article s'appliquent également aux Sous-traitants.

49.6 Formalités douanières

49.6.1 Pour le bénéfice des exonérations de droits de douanes et de taxes prévues au présent article, le Contractant et chaque Sous-traitant remplissent, chacun pour ce qui le concerne, le certificat d'exonération des taxes perçues en douane.

49.6.2 Les certificats d'exonération remplis par les Sous-traitants doivent être préalablement visés par le Contractant.

49.6.3 Chaque certificat doit être établi en trois (3) exemplaires accompagné de trois copies. Il précise, pour chacun des biens qui y figurent :

a) la nature, les quantités et la valeur prévisionnelles des achats de biens ;

b) l'Autorisation à laquelle est destiné chaque bien acquis.

49.6.4 Le certificat d'exonération mentionné au Paragraphe 49.6.1, est visé conjointement par les services compétents du Ministère en charge des hydrocarbures et du Ministère en charge des Finances, dans un délai de quinze (15) Jours à compter de la réception de ce certificat d'exonération par le Ministère en charge des hydrocarbures.

A défaut des visas mentionnés au présent Paragraphe, le certificat d'exonération présenté par le Contractant ou le Sous-traitant est considéré comme rejeté.

49.6.5 Le bénéfice du régime suspensif de droits est soumis à l'obtention d'un certificat de mise en régime suspensif, subordonné au dépôt par le Contractant ou le Sous-traitant, concomitamment à la remise du certificat d'exonération mentionnée au Paragraphe 49.6.1, d'un engagement écrit :

a) d'utiliser les produits, matériels, matériaux, machines et équipements ainsi que les fournitures, pièces détachées et parties de pièces détachées destinées aux matériels, machines et équipements pour la réalisation des Opérations pétrolières ;

b) de réexporter ou constituer en entrepôt privé particulier suivant les modalités prévues par la législation douanière en vigueur, les équipements, matériels, matériaux, machines, engins spéciaux ou non, outillages et appareils en cause aussitôt que seraient réalisés les travaux ou le chantier pour lesquels ils ont été introduits au Niger ;

c) d'abandonner à l'administration des douanes, les équipements, matériels, matériaux, machines, engins spéciaux ou non, outillages et appareils en cause au cas où ces derniers ne seraient plus susceptibles d'être réutilisés ;

d) de déclarer auprès de l'administration des douanes pour la perception éventuelle de droits, les cas de mise en consommation sur le marché local ou de solliciter auprès de l'Administration des Douanes, l'affection à d'autres fins que la réalisation des Opérations pétrolières, des équipements, matériels, matériaux, machines, engins spéciaux ou non, outillages et appareils préalablement acquis sous le régime suspensif des droits.

Le non-respect des engagements souscrits conformément aux stipulations du présent Paragraphe 49.6.5, entraîne la déchéance des avantages accordés, la liquidation et le recouvrement par les autorités compétentes des droits dus, sans préjudices des sanctions et pénalités prévues par la réglementation fiscale et douanière en vigueur en République du Niger.

49.7 Mise à la consommation

En cas d'utilisation des biens ayant bénéficié d'exonérations douanières conformément aux dispositions du présent Contrat à des fins autres que les Opérations pétrolières sur l'Autorisation désignée, ou de cession de ces biens à un tiers, le Contractant ou le Sous-traitant est tenu d'acquitter le montant des droits et taxes prévus par la réglementation douanière en vigueur sur la base de leur valeur résiduelle arrêtée en accord avec l'administration des douanes à la date de déclaration de mise à la consommation sans préjudices des sanctions et pénalités prévues par la réglementation douanière en vigueur en République du Niger.

Toutefois, le transfert à l'Etat à titre gratuit des biens mentionnés au Paragraphe précédent ou leur éventuelle cession après transfert à l'Etat ne sera pas considéré comme une mise à la consommation sur le marché local et ne donnera lieu au paiement d'aucun droit de douane ou redevance ni d'aucun droit de mutation.

49.8 Personnel expatrié

Le personnel expatrié employé par le Contractant et ses Sous-traitants et résidant en République du Niger bénéficiera de la franchise des droits et taxes grevant l'importation de ses effets et objets personnels en cours d'usage à l'exclusion des véhicules automobiles, qu'ils peuvent importer sous le régime de l'importation temporaire. La réexportation des dits biens est faite en franchise de tout droit de sortie ou redevance.

49.9 Régime applicable aux Hydrocarbures

La part des Hydrocarbures revenant au Contractant au titre du présent Contrat est exportée en franchise de tout droit de sortie ou redevance. Elle peut également être vendue sur le territoire du Niger en franchise de tous impôts, droits, taxes ou redevance quelle qu'en soit la nature ou la dénomination.

49.10 Régime de droit commun

Sont soumises au régime de droit commun, toutes les importations autres que celles bénéficiant de l'un des régimes spéciaux prévus au présent article.

49.11 Facilitation des procédures d'importation et d'exportation

Les importations et exportations sont assujetties à toutes les formalités requises par l'Administration des Douanes. Toutefois, à la demande du Contractant, d'une des entités le composant ou des Sous-traitants, et sur proposition du Ministre chargé des hydrocarbures, le Ministre chargé des finances peut, en tant que de besoin, prendre toutes mesures de nature à accélérer les procédures d'importation ou d'exportation.

A la demande de la Direction générale des Douanes, le Contractant mettra à la disposition de cette dernière un local sur la Zone contractuelle en vue de l'établissement d'un bureau spécial de dédouanement destiné au dédouanement et à la surveillance des importations.

Article 50. De la comptabilité

50.1 Procédure comptable

Le Contractant tient sa comptabilité conformément aux dispositions de la procédure comptable faisant l'objet de l'Annexe B.

50.2 Comptabilité en devises

Chaque entité composant le Contractant est autorisée à tenir sa comptabilité en Dollars ou en Euros. De même tous les comptes, livres, relevés et rapports sur la comptabilité des Coûts pétroliers seront préparés en français et libellés en Dollars ou en Euros. Les déclarations fiscales annuelles des résultats sont établies en Dollars ou en Euros. Toutefois, il est également remis à l'adminis-

tration fiscale, à titre informatif, des déclarations annuelles exprimées en Francs CFA. Dans ce cas, les montants figurant dans la déclaration sont convertis en utilisant le taux de change du Jour de clôture de l'Exercice fiscal concerné.

Article 51. Du régime des changes

Chaque entité composant le Contractant est soumise à la réglementation des changes en vigueur en République du Niger dans les conditions de droit commun.

Article 52. Dispositions particulières aux sous-traitants

En ce qui concerne les Sous-traitants, le Contractant est soumis à l'obligation de retenue à la source indiquée au Paragraphe 48.4.

Les Sous-traitants du Contractant qui sont assujettis au paiement de l'impôt direct sur les bénéfices en application des règles de droit commun, peuvent opter pour le régime de la retenue à la source prévue au Paragraphe 48.4, en raison des rémunérations qui leurs sont servies par le Contractant dans le cadre des Opérations pétrolières. Dans ce cas, le Sous-traitant doit renoncer expressément à l'imposition suivant les règles de droit commun et n'est pas tenu de déposer de déclaration statistique et fiscale.

Outre les exonérations dont ils bénéficient conformément aux Paragraphes 48.3 et 49.5, les Sous-traitants pourront également se prévaloir de toutes les exonérations qui leur sont normalement applicables selon les Lois en vigueur et toutes autres lois subséquentes, dont l'entrée en vigueur serait postérieure à la Date d'entrée en vigueur, suivant les limites et sous les réserves prévues auxdites lois.

TITRE VII - DISPOSITIONS DIVERSES

Article 53. De la surveillance administrative et technique et du contrôle financier

53.1 Exercice du droit de surveillance administrative et technique et de contrôle financier

Le droit de l'Etat en matière de surveillance administrative et technique et de contrôle financier, visé aux articles 130 à 134 du Code pétrolier, est exercé soit en faisant appel aux agents des Ministères concernés ou à ceux de l'Opérateur national, soit par des consultants mandatés par le Ministre chargé des hydrocarbures (ci-après dénommés les "Auditeurs").

53.2 Domaine de la surveillance administrative

53.2.1 La surveillance administrative visée au Paragraphe 53.1 a pour objet le contrôle de la régularité technique de la réalisation des Opérations pétrolières et notamment des conditions :

- a) de conservation de tous Gisements ;
- b) du transport des Hydrocarbures ;
- c) de préservation de la sécurité publique, de la sécurité et de l'hygiène de la main d'œuvre ;
- d) de conservation des édifices, des habitations et des voies de communication ;
- e) de protection de l'Environnement ;
- f) d'usage des sources et nappes aquifères.

53.2.2 L'Etat a en outre le droit de faire examiner et de vérifier, par ses agents ou par des Auditeurs, les registres et livres des comptes relatifs aux Opérations pétrolières conformément aux dispositions de la procédure comptable faisant l'objet de l'Annexe B.

53.3 Droits des agents et Auditeurs

Il est reconnu aux agents de l'Etat et aux Auditeurs mandatés par le Ministre chargé des hydrocarbures, le droit, notamment :

- a) de pénétrer et d'inspecter, à tout moment, les sites, bâtiments, installations, structures, véhicules, navires, aéronefs, matériels, machines et autres équipements utilisés aux fins des Opérations pétrolières ;
- b) de se faire remettre, contre récépissé, tous échantillons d'hydrocarbures, d'eau ou autres substances, aux fins d'analyses et d'assister aux analyses des mêmes réalisées dans les locaux du titulaire ;
- c) d'examiner et de se faire remettre des copies ou extraits de documents, rapports et autres données relatives aux Opérations pétrolières ;
- d) de procéder à tout examen et enquête nécessaire pour s'assurer du respect des dispositions de la Législation pétrolière et du présent Contrat.

53.4 Procédures de contrôle

53.4.1 Au moins huit (8) Jours ouvrables avant le commencement des opérations de surveillance administrative et technique ou de contrôle financier dans les locaux et sites du Contractant, l'Etat informe le Contractant de la date du début des dites opérations, de leur objet, de l'identité des agents de l'Etat ou des Auditeurs mandatés par ce dernier et de la durée des opérations. Le Contractant peut demander aux agents de l'Etat ou aux Auditeurs mandatés par ce dernier de présenter leurs pièces officielles d'identification et d'habilitation.

53.4.2 Dans l'exercice de leurs attributions, les agents habilités et les Auditeurs mandatés par l'Etat devront se conformer aux règles internes et procédures élaborées par le Contractant pour la gestion de ses établissements durant leur séjour dans ses installations, sans que cette obligation ne puisse constituer une entrave à leur mission.

53.4.3 Le Contractant prête toute l'assistance nécessaire aux agents habilités et aux Auditeurs mandatés par l'Etat. Il est tenu de mettre à leur disposition les moyens nécessaires à l'accomplissement de leur mission conformément aux dispositions du Code pétrolier et de son Décret d'application.

53.4.4 Le Contractant et ses Sous-traitants se soumettent aux mesures justifiées qui peuvent être notifiées pendant les missions d'inspection ou à la suite de ces missions (y compris l'installation, à leurs frais, d'équipements en vue de prévenir ou de faire disparaître les risques de danger que les Opérations pétrolières feraient courir à la sécurité publique, leur personnel, l'environnement, les sites et réserves archéologiques, les réserves classées, les édifices publics, les sources et nappes aquifères ainsi que les voies publiques) sous réserve que les mesures en question aient pu être discutées de façon contradictoire y compris, le cas échéant, au sein du Comité de gestion.

53.4.5 Le Contractant est également consulté au préalable sur les modalités d'exécution de ces mesures. Le Contractant peut soumettre les dites mesures à la Procédure d'expertise s'il estime que les mesures en questions ne sont pas justifiées ou adaptées. Le recours à la Procédure d'expertise est suspensif.

53.5 Notification en cas d'accident

En cas d'accident grave, le Contractant ou ses Sous-traitants, selon le cas, en informeront les autorités administratives compétentes et le Ministre chargé des hydrocarbures par tous moyens et dans les plus brefs délais. Les frais des déplacements sur les lieux de l'accident desdites autorités et de tous agents désignés à cet effet sont à la charge du Contractant ou du Sous-traitant concerné.

Article 54. De la force majeure

54.1 Principe

Lorsqu'une Partie se trouve dans l'impossibilité d'exécuter ses obligations contractuelles, ou ne peut les exécuter qu'avec retard, l'inexécution ou le retard n'est pas considéré comme une violation du présent Contrat s'il résulte d'un cas de Force majeure, à condition toutefois que la preuve du lien de cause à effet entre l'empêchement constaté et le cas de Force majeure invoqué soit dûment rapportée par la Partie qui allègue la Force majeure. La Force majeure ne peut, en aucun cas, être invoquée par une Partie pour se soustraire à l'une quelconque des obligations de paiement résultant du présent Contrat.

54.2 Notion de Force majeure

Aux termes du présent Contrat, doit être entendu comme cas de Force majeure, tout événement imprévisible, irrésistible et extérieur à la Partie qui l'allègue, tel que cause naturelle, épidémie, tremblement de terre, incendie, inondation, émeute, insurrection, troubles civils, sabotage, explosion, faits de guerre ou conditions imputables à la guerre, ayant pour effet d'entraîner l'impossibilité absolue pour la Partie affectée d'exécuter ses obligations contractuelles. L'intention des Parties est que l'expression Force majeure reçoive l'interprétation la plus conforme aux principes et usages du droit international, notamment celle consacrée par la Commission du droit international de l'Organisation des Nations Unies.

54.3 Procédure

54.3.1 Lorsqu'une Partie estime qu'elle se trouve empêchée de remplir ses obligations en raison d'un cas de Force majeure, elle doit immédiatement notifier à l'autre Partie cet empêchement et en indiquer les raisons (" la Notification de Force majeure "). Toutefois, l'autre Partie peut notifier à la Partie affectée son désaccord sur l'existence du cas de Force majeure allégué dans un délai maximum de quinze (15) Jours à compter de la date de la Notification de Force majeure (la " Notification de différend de Force majeure "). Dès réception de la Notification de différend de Force majeure, la Partie qui l'invoque convoque un Comité de gestion en vue de parvenir à un accord unanime sur le sujet. En cas de désaccord persistant, le différend peut être résolu conformément à la procédure de règlement des litiges prévue à l'article 58. A compter de la réception de la Notification de Force majeure par l'autre Partie, cette notification produit les effets stipulés au Paragraphe 54.1 et ce, le cas échéant, jusqu'au règlement définitif d'un éventuel différend.

54.3.2 Dès la cessation de l'événement constituant le cas de Force majeure, la Partie affectée doit prendre toutes dispositions utiles pour assurer dans des délais raisonnables la reprise normale de l'exécution des obligations affectées. Les obligations autres que celles affectées par la Force majeure devront continuer à être remplies conformément aux stipulations du Contrat.

54.4 Extension des délais

Lorsque, par un cas de Force majeure, l'exécution de tout ou partie des obligations du Contrat est retardée, la durée du retard est ajoutée au délai prévu par le Contrat pour l'exécution des obligations affectées et, le cas échéant, à la durée du Contrat, mais seulement en ce qui concerne la Zone contractuelle affectée par le cas de Force majeure. La durée du retard est augmentée du délai de réparation du matériel et des installations nécessaires à la reprise des Opérations pétrolières lorsque la Partie affectée se trouve dans l'impossibilité de reprendre les obligations affectées s'il n'est pas procédé à ces réparations.

54.5 Fin du Contrat

Lorsque le cas de Force majeure dure depuis plus d'un an, les Parties peuvent, par accord mutuel, convenir de mettre fin au

présent Contrat en ce qui concerne la Zone contractuelle concernée. Dans ce cas, le Contractant est tenu d'accomplir toutes les opérations prévues par le Contrat en cas de cessation d'activité à l'intérieur de la Zone contractuelle sous réserve que l'exécution de ces opérations ne soit pas empêchée par la Force majeure.

Article 55. Des sanctions et de la résiliation du contrat

55.1 Défaillance du Contractant

Au cas où le Contractant commet l'un des manquements énumérés au Paragraphe 55.2 (un "Manquement") et ne parvient pas à y remédier ou à le réparer dans le Délai de remédiation prévu au Paragraphe 55.3, l'Etat sera en droit de résilier l'Autorisation au titre de laquelle le Manquement est imputé (l'"Autorisation visée"), conformément et sous réserve des stipulations du présent article.

Au sens du présent article, un Manquement constitué par la défaillance à prendre une action dans un délai antérieur précis sera considéré comme réparé ou remédié et ne donnera pas lieu à l'application des sanctions prévues au présent article si le Contractant prend cette action à tout moment avant la notification prévue au Paragraphe 55.3 ou pendant le Délai de remédiation prévu audit Paragraphe (augmenté, le cas échéant, de la durée de la procédure d'expertise ou d'Arbitrage tendant au règlement d'un éventuel différend portant sur les obligations du Contractant relativement à cette action).

Un Manquement qui, de par sa nature, ne peut être réparé, peut, au choix de l'Etat et sous réserve que ce Manquement ne soit pas de nature à compromettre définitivement la poursuite des relations contractuelles, être remédié et de ce fait considéré comme réparé par le paiement d'une compensation pour dommages directs résultant de ce Manquement (tel que déterminé à l'article 588 ou par accord mutuel).

Sans préjudice de ce qui précède, l'Etat n'aura pas le droit de résilier une Autorisation dans les cas de Manquements suivants :

- a) s'ils se produisent pendant ou sont consécutifs à un cas de Force majeure conformément aux stipulations de l'article 544 ;
- b) s'ils sont la conséquence d'un manquement de l'Etat dans l'exécution de ses obligations telles qu'elles sont prévues dans le Contrat.

55.2 Cas de Manquements

Les cas de Manquements, sous réserve du Paragraphe 55.1, pouvant donner lieu à la résiliation de l'Autorisation visée sont limités aux cas suivants :

- a) les Manquements visés aux Paragraphes 8.1.5, 10.1c) et 14.1.2 ;
- b) le Contractant arrête les Opérations d'exploitation pendant une période de quinze (15) Jours consécutifs, sans que cet arrêt ne soit justifié par un cas de Force majeure ou par des raisons techniques, opérationnelles, commerciales ou de sécurité entérinées par le Comité de gestion, agissant raisonnablement ;
- c) le Contractant manque de mettre à la disposition de l'Etat dans les délais prévus au Contrat, la quote-part de la production lui revenant, dans le cas où l'Etat a opté pour un versement en nature de la Redevance ad valorem ou du Tax oil ;
- d) le Contractant manque à ses obligations relatives au paiement de toute somme d'argent au bénéfice de l'Etat stipulées dans ce Contrat ;
- e) le Contractant ou une entité composant le Contractant cède des droits et obligations dans l'Autorisation visée ou fait l'objet d'un changement de contrôle, en violation des stipulations du Contrat ;

f) à l'exception des fusions, scissions, apports partiels d'actifs ou de toutes autres formes de restructurations, sous réserve que de telles fusions, scissions, apports partiels d'actifs ou restructurations ne soient pas contraire aux Lois en vigueur, aient été préalablement approuvées par l'Etat lorsqu'une telle approbation est requise par les dispositions du Contrat ou de la Législation pétrolière relatives aux cessions et changements de contrôle, et n'affectent pas la capacité de l'entité fusionnée ou restructurée à exécuter les obligations mises à sa charge par le Contrat, si l'un des événements ci-après survient :

(1) les Actionnaires d'une entité composant le Contractant ou d'une société qui a le contrôle d'une entité composant le Contractant, prennent une résolution en vue de la liquidation de cette entité ;

(2) une entité composant le Contractant ou une société qui a le contrôle d'une entité composant le Contractant dépose son bilan ;

(3) une entité composant le Contractant ou une société qui a le contrôle d'une entité composant le Contractant fait l'objet d'une procédure collective d'apurement de son passif, sans préjudice des dispositions du Paragraphe 55.4.1 ci-après ;

g) tout autre manquement répété et significatif du Contractant à l'une quelconque de ses obligations essentielles au titre du Contrat, de la Législation pétrolière ou des Lois en vigueur, relatif à l'Autorisation visée, qui porte atteint à l'ordre public d'une manière telle que la poursuite des relations contractuelles est définitivement compromise. En cas de contestation par le Contractant du bien-fondé de l'avis de l'Etat, le litige sera résolu conformément à la procédure de règlement des litiges prévue à l'article 588. Le tribunal arbitral saisit statuera sur ce point en amiable compositeur et ex aequo et bono.

55.3 Notification

Les Manquements énumérés au Paragraphe 55.2 donnent droit à l'Etat d'entamer la procédure de résiliation de l'Autorisation visée par l'envoi d'une mise en demeure adressée au Contractant et qui indique de manière précise :

a) les Manquements invoqués pour lesquels la mise en demeure est envoyée ;

b) l'intention de l'Etat de résilier l'Autorisation visée si dans le délai prescrit par cette mise en demeure (le "Délai de remédiation") qui tient compte de la nature du Manquement et qui ne peut être inférieur à quarante-cinq (45) Jours, le Contractant n'a pas entrepris de remédier aux Manquements invoqués. Le délai de quarante-cinq (45) ci-dessus est exceptionnellement réduit à trente (30) Jours pour les cas visés aux alinéas (c) et (d) du Paragraphe 55.2 ci-dessus.

55.4 Retrait

55.4.1 Si le Contractant n'a pas entrepris de remédier au Manquement invoqué dans le délai imparti, l'Etat peut envoyer une notification de carence et prononcer le retrait de l'Autorisation visée, sous réserve de la procédure suivante :

a) si le Manquement invoqué est de nature technique, le Contractant peut recourir à la Procédure d'expertise dans le délai imparti pour remédier au Manquement, auquel cas le délai pour réparer ce Manquement est suspendu jusqu'à ce que l'expert rende son avis sur l'existence de ce Manquement ; et

b) si le manquement est l'un des Manquements visés aux alinéas (e) ou (f) du Paragraphe 55.2, le Manquement sera considéré comme étant remédié si des entités composant le Contractant autres que l'entité défaillante s'engagent à reprendre et à assurer les droits et obligations de l'entité défaillante et justifient des capacités techniques et financières nécessaires à cet effet. Dans ce cas le transfert

effectif desdits droits et obligations devra être poursuivi avec toute la diligence requise. Les stipulations du présent alinéa ne peuvent être interprétées comme constituant une exception ou dérogation à l'application des dispositions du Contrat prescrivant l'autorisation préalable par l'Etat des cessions ou changement de contrôle de toute entité composant le Contractant, notamment celles de l'article 300 ci-dessus. La remédiation du Manquement dans les conditions prévues au présent alinéa ne peut être interprétée comme : (i) constituant, de la part de l'Etat une approbation implicite ou explicite de la cession ou du changement de contrôle intervenu en violation des dispositions du Contrat ; (ii) étant de nature à conférer au cessionnaire ayant acquis ses droits en violation des dispositions du Contrat, la qualité d'entité membre du Contractant.

56.4.2 L'Etat n'aura aucun droit de résilier l'un quelconque des droits au titre de l'Autorisation visée concernant tout Manquement pour lequel il n'aura pas accordé au Contractant un délai minimum de quarante-cinq (45) Jours si cela est requis par le Paragraphe 55.3 pour remédier audit Manquement, sauf dans le cas des Manquements visés aux alinéas (c) et (d) du Paragraphe 55.2 pour lesquels le délai minimum est de trente (30) Jours.

56.4.3 Sauf stipulation contraire du Contrat, tout Manquement visé aux alinéas (e) ou (f) du Paragraphe 55.2 ne donnera droit à l'Etat de résilier les droit relatifs à l'Autorisation visée qu'en ce qui concerne l'entité constituant le Contractant qui a été à l'origine de ce Manquement et les droits concernant toutes les autres entités constituant le Contractant ne seront pas affectés.

55.5 Effets de la Résiliation

55.5.1 La décision de résilier une Autorisation visée prise au titre du présent Contrat ne saurait constituer une cause d'exonération ou de réduction de la responsabilité encourue par le Contractant en vertu du Contrat ou de toute autre Loi en vigueur.

55.5.2 Le retrait de l'Autorisation exclusive de recherche ou de l'une quelconque des Autorisations exclusives d'exploitation régies par le présent Contrat entraîne la résiliation de plein droit du Contrat mais seulement en ce qui concerne l'Autorisation visée.

55.6 Règlement des différends

Tout différend portant sur l'existence, la nature ou la matérialité du Manquement invoqué ou sur le retrait de l'Autorisation exclusive de recherche ou de l'une quelconque des Autorisations exclusives d'exploitation et la résiliation du Contrat est susceptible du recours à l'arbitrage conformément aux stipulations de l'article 588 ci-dessous et le Délai de remédiation ne commencera pas à courir avant le règlement définitif du litige.

55.7 Sanctions

55.7.1 Conformément au Code pétrolier, le Contractant encourt par ailleurs les sanctions civiles et pénales prévues par les Lois en vigueur en cas de violation des Lois en vigueur, notamment celles relatives à la protection de l'environnement et aux établissements classés dangereux, insalubres ou incommodes. Il ne peut être exonéré de sa responsabilité en raison de la participation de l'Etat à l'Autorisation exclusive de recherche ou à l'Autorisation exclusive d'exploitation concernée, quelle que soit la forme ou la nature juridique de cette participation.

55.7.2 La constatation des infractions sanctionnées conformément aux dispositions de la Législation pétrolière et aux stipulations du présent article est effectuée en vertu des Lois en vigueur.

Article 56. De la solidarité

Sauf stipulation contraire et expresse du présent Contrat, l'Etat et le contractant sont solidiairement responsables des obligations résultant du présent Contrat relativement à chaque Autorisation.

Article 57. Droit applicable et stabilisation des conditions

57.1 Droit applicable

Il est expressément convenu que pendant toute la durée de validité du présent Contrat, la Législation pétrolière, les autres Lois en vigueur et le présent Contrat constituent le droit applicable. En cas de contradiction ou d'incompatibilité entre les dispositions du présent Contrat et celles de la Législation pétrolière ou des Lois en vigueur, les dispositions de la Législation pétrolière ou des Lois en vigueur prévalent.

57.2 Stabilisation

57.2.1 Pendant toute la durée de validité du présent Contrat, l'Etat assure qu'il ne sera pas fait application au Contractant, sans son accord préalable, d'une modification à la Législation pétrolière ou aux Lois en vigueur ayant pour effet :

a) d'aggraver, directement ou par voie de conséquence, immédiatement ou à terme, les obligations et charges imposées au Contractant par les dispositions de la Législation pétrolière, des Lois en vigueur ou les stipulations du présent Contrat ;

b) de porter atteinte aux droits et avantages économiques ou fiscaux du Contractant résultant de la Législation pétrolière, des Lois en vigueur et du présent Contrat.

57.2.2 En cas de changement apporté par l'Etat aux Lois en vigueur dont l'application au Contrat aurait pour effet d'en modifier les conditions économiques et financières, les obligations et charges ainsi que les droits et avantages, les Parties conviendront des modifications à apporter au présent Contrat afin d'en préserver l'économie. Les modifications à apporter au Contrat ne pourront en tout état de cause diminuer les droits ou augmenter les obligations du Contractant tels que convenus à la Date d'entrée en vigueur.

57.2.3 A défaut d'accord entre les Parties dans un délai de quatre-vingt-dix (90) Jours à compter de la date de l'ouverture des négociations en vue de l'adoption des amendements nécessités par les changements mentionnés dans ce Paragraphe, lesdits changements ne s'appliqueront pas au Contractant.

57.2.4 Les stipulations des Paragraphes 57.2.1 à 57.2.3 ne sont pas applicables aux modifications apportées à la législation en vigueur relative au droit social, au droit du travail à la protection de l'environnement et du patrimoine culturel et aux dispositions particulières y relatives de la Législation pétrolière, lesquelles s'appliquent mutatis mutandis au présent Contrat sous réserve qu'elles soient conformes aux règles en usage dans l'industrie pétrolière internationale. Tout différend sur la conformité de ces modifications aux règles en usage dans l'industrie pétrolière internationale est réputé être un différend technique.

Article 58. Du règlement des différends

Les Parties conviennent de tout mettre en œuvre pour trouver directement par elles-mêmes ou au sein du Comité de gestion, un règlement amiable à tout différend qui pourrait naître entre elles dans le cadre du Contrat ou en relation avec celui-ci.

Article 59. Notifications et paiements

59.1 Mode de transmission

Toutes communications ou notifications prévues au présent Contrat doivent être faites par lettre recommandée avec accusé de réception, par lettre au porteur contre décharge, ou par télex, télécopie ou courriel confirmé par lettre recommandée avec accusé de réception ou par lettre au porteur contre décharge.

59.2 Adresses

a) Les notifications à l'Etat doivent être faites à l'adresse ci-dessous :

Ministère du pétrole
Boîte postale 11700, Niamey, Niger
Tel. (227) 20 73 45 82 ; (227) 20 72 38 51;
(227) 20 73 39 69
Fax : (227) 20 73 27 59

b) Les notifications au Contractant doivent être faites à l'adresse ci-dessous :

Société nigérienne de pétrole (SONIDEP S.A.),
Avenue Abdoulaye Fadiga, BP 11702, Niamey
République du Niger

Tout changement d'adresse de l'une des Parties doit être notifié par écrit dans les formes ci-dessus à l'autre Partie.

59.3 Calcul des délais

Lorsqu'un délai stipulé au présent Contrat pour l'accomplissement d'une obligation vient à expiration un Jour non ouvrable, la date limite pour l'accomplissement de cette obligation est reportée au premier Jour ouvrable suivant.

59.4 Pouvoirs

Les documents signés par une personne autre que les mandataires sociaux du Contractant, doivent être accompagnés des pouvoirs habilitant le signataire à engager le Contractant.

59.5 Des paiements effectués par le Contractant ou par toute entité membre du Contractant à l'Etat

Tout paiement dû à l'Etat en vertu des stipulations du présent Contrat sera effectué, suivant le cas, dans un Compte agréé dans les livres du Trésor public, dont les coordonnées seront communiquées au Contractant par courrier établi sur papier en-tête officiel du Ministère en charge des hydrocarbures et dûment cacheté et signé, dans les délais prévus auxdits articles.

Les paiements en espèce au titre de la Redevance ad valorem et du Tax oil seront effectués dans un Compte du Trésor public ouvert dont les coordonnées seront communiquées au Contractant dans l'état de liquidation mensuel de la Redevance ad valorem et du Tax oil qui lui sera adressé par l'Etat en application des stipulations du Paragraphe 42.3.1.

59.6 Des paiements effectués par le Contractant ou par toute entité membre du Contractant à l'Opérateur national

Les stipulations du Paragraphe 59.5 concernant les paiements en espèce au titre de la Redevance ad valorem et du Tax oil demeurent applicables même dans le cas où la Participation publique est détenue par l'Opérateur national.

Tous autres paiements effectués par le Contractant à l'attention de l'Opérateur national notamment au titre du Cost oil et du Profit oil résultant de la Participation Publique sont soumis à la procédure décrite au Paragraphe 59.7 ci-après, dès lors que ces paiements ne sont pas effectués dans un compte ouvert au nom de l'Opérateur national dans les livres du Trésor Public. Les paiements peuvent se faire dans les livres réputés appartenir à l'Opérateur national.

59.7 Des paiements effectués par le Contractant à toute personne physique ou morale autre que l'Etat

Sauf accord contraire entre les Parties, la procédure suivante s'applique à tout paiement devant être effectué par le Contractant ou par toute entité membre du Contractant à une personne physique ou morale autre que l'Etat :

a) Au plus tard huit (8) Jours ouvrables avant la date d'échéance du paiement concerné telle que stipulée au présent Contrat, l'Etat fournira au Contractant, sur papier en-tête officiel du Ministère en charge des hydrocarbures et dûment cacheté et signé, les détails du compte du bénéficiaire qui devra être ouvert dans les livres d'un établissement bancaire dûment agréé pour l'exercice de l'activité d'établissement bancaire ou de crédit selon les lois du lieu du siège de cet établissement bancaire ;

b) L'Etat annexera au document visé au Paragraphe 59.7 (a) ci-dessus une attestation écrite du bénéficiaire dans laquelle celui-ci :

i) confirme : a. qu'il n'est ni un conjoint, ni un descendant, ni un descendant, ni un affilié d'un Agent public, qu'aucun Agent public ne détient une participation, des droits ou intérêts de quelque nature que ce soit dans le capital du bénéficiaire, à l'endroit du bénéficiaire, envers le bénéficiaire ou en relation avec le bénéficiaire, ses actionnaires, propriétaires ou dirigeants ; b. qu'aucun Agent public n'a reçu ou ne recevra une partie du montant à payer ; c. qu'aucun Agent public ne fournit des services ou prestations de quelque nature que ce soit en rapport avec le contrat qui le lie à l'Etat ;

ii) s'engage à ne pas céder et se porte fort de ce que ses actionnaires, associés ou affiliés ne cèdent des intérêts, droits, titres en relation avec le bénéficiaire et/ou le paiement effectué à un Agent public après réception dudit paiement.

c) Après réception de l'ensemble des documents visés aux Paragraphes 59.7 (a) et 59.7 (b) ci-dessus, le Contractant paiera les sommes dues conformément aux stipulations du présent Contrat. Tout retard dans la fourniture de ces informations dans les délais prescrits aura pour effet de prolonger les délais de paiement des sommes concernées de la durée dudit retard.

Article 60. Des documents contractuels, de la langue et de la monnaie du contrat

60.1 Langue

60.1.1 Le présent Contrat est rédigé uniquement en langue française.

60.1.2 Tous rapports ou autres documents établis ou à établir en application du présent Contrat doivent être rédigés en langue française.

60.1.3 Si une traduction dans une langue autre que celle du présent Contrat est faite, elle l'est dans le but exclusif d'en faciliter l'application. En cas de contradiction entre le texte en langue française et tout texte rédigé dans une autre langue, le texte français prévaut.

60.2 Avenants

Le présent Contrat ne pourra être l'objet d'un avenant ou d'une révision, ni être changé ou complété si ce n'est par un document écrit, signé par le Ministre chargé des hydrocarbures et par le Contractant et préalablement approuvé par le Conseil des Ministres.

60.3 Interprétation

En cas de contradiction entre l'une quelconque des stipulations du corps du Contrat et de celles des Annexes, les stipulations du corps du Contrat prévaudront à moins qu'il ne soit expressément prévu autrement. Le corps du Contrat et ses Annexes constituent l'intégralité du Contrat entre les Parties en ce qui concerne les sujets qu'ils contiennent et prévaudront sur tous autres contrats et actions, verbaux ou écrits, qui y sont relatifs intervenus entre les Parties ou leurs sociétés affiliées.

60.4 Monnaie de compte et révision

Sauf stipulation contraire du présent Contrat, les sommes figurant au présent Contrat, sont exprimées en devises constantes du mois de la Date d'entrée en vigueur, étant précisé que les montants sont révisés à la fin de chaque Année civile à compter de la Date d'entrée en vigueur. La révision s'effectue en multipliant chacun des montants concernés par le facteur :

In/Ini

Avec :

a) "In" : l'indice d'inflation figurant à l'index mensuel du "US Consumer Prices" révisé chaque trimestre, tel qu'il apparaît à la publication "International Financial Statistics" du Fonds monétaire international pour le mois de l'Année civile pendant laquelle l'ajustement est effectué, correspondant au mois de la Date d'entrée en vigueur ;

b) "Ini" : le même indice d'inflation que celui mentionné au point a) du présent Paragraphe, pour le mois de l'Année civile précédent celle pendant laquelle l'ajustement en question est réalisé, correspondant au mois de la Date d'entrée en vigueur.

Fait à Niamey, 25 mars 2024

En deux (2) exemplaires originaux

Pour l'Etat

M. Barké B.M. Moustapha

Ministre du pétrole

Pour le Contractant

M. Hassane Seibou Ali

Directeur général de la SONIDEP

ANNEXES AU CONTRAT DE PARTAGE DE PRODUCTION

DATE [25/03/2024]

Entre

LA REPUBLIQUE DU NIGER

Et

LA Société nigérienne de pétrole SA

portant sur le bloc

Bilma

ANNEXEA

Délimitation de la Zone contractuelle de recherche

La Zone contractuelle de l'Autorisation exclusive de recherche (d'une superficie totale réputée égale à environ 20 795 kilomètres carrés).

| Bloc Bilma | | |
|-------------------|--------------------|-------------------|
| Points | Longitude E | Latitude N |
| 1 | 11° 35' 00" | 20° 30' 00" |
| 2 | 11° 35' 00" | 20° 00' 00" |
| 3 | 11° 30' 00" | 20° 00' 00" |
| 4 | 11° 30' 00" | 19° 40' 00" |
| 5 | 11° 30' 00" | 19° 40' 00" |
| 6 | 11° 30' 00" | 19° 25' 00" |

| | | |
|----|-------------|-------------|
| 7 | 11° 35' 00" | 19° 25' 00" |
| 8 | 11° 35' 00" | 19° 15' 00" |
| 9 | 11° 35' 00" | 19° 00' 00" |
| 10 | 12° 05' 00" | 19° 00' 00" |
| 11 | 12° 05' 00" | 18° 30' 00" |
| 12 | 12° 15' 00" | 18° 30' 00" |
| 13 | 12° 15' 00" | 18° 05' 00" |
| 14 | 12° 20' 00" | 18° 05' 00" |
| 15 | 12° 20' 00" | 17° 25' 00" |
| 16 | 13° 00' 00" | 17° 25' 00" |
| 17 | 13° 00' 00" | 17° 00' 00" |
| 18 | 13° 10' 00" | 17° 00' 00" |
| 19 | 13° 10' 00" | 16° 30' 00" |
| 20 | 13° 10' 00" | 16° 30' 00" |
| 21 | 13° 40' 00" | 16° 30' 00" |
| 22 | 13° 40' 00" | 15° 50' 00" |
| 23 | 13° 30' 00" | 15° 50' 00" |
| 24 | 13° 30' 00" | 15° 45' 00" |
| 25 | 13° 20' 00" | 15° 45' 00" |
| 26 | 13° 20' 00" | 16° 00' 00" |
| 27 | 13° 10' 00" | 16° 00' 00" |
| 28 | 13° 10' 00" | 16° 10' 00" |
| 29 | 13° 05' 00" | 16° 10' 00" |
| 30 | 13° 05' 00" | 16° 20' 00" |
| 31 | 13° 00' 00" | 16° 20' 00" |
| 32 | 13° 00' 00" | 16° 30' 00" |
| 33 | 12° 50' 00" | 16° 30' 00" |
| 34 | 12° 50' 00" | 16° 35' 00" |
| 35 | 12° 45' 00" | 16° 35' 00" |
| 36 | 12° 45' 00" | 16° 40' 00" |
| 37 | 12° 40' 00" | 16° 40' 00" |
| 38 | 12° 40' 00" | 16° 45' 00" |
| 39 | 12° 35' 00" | 16° 45' 00" |
| 40 | 12° 35' 00" | 16° 50' 00" |
| 41 | 12° 25' 00" | 16° 50' 00" |
| 42 | 12° 25' 00" | 16° 55' 00" |
| 43 | 12° 20' 00" | 16° 55' 00" |
| 44 | 12° 20' 00" | 17° 05' 00" |
| 45 | 12° 00' 00" | 17° 05' 00" |
| 46 | 12° 00' 00" | 17° 20' 00" |
| 47 | 12° 15' 00" | 17° 20' 00" |
| 48 | 12° 15' 00" | 18° 00' 00" |
| 49 | 12° 10' 00" | 18° 00' 00" |
| 50 | 12° 10' 00" | 18° 25' 00" |

| | | |
|----|-------------|-------------|
| 51 | 12° 00' 00" | 18° 25' 00" |
| 52 | 12° 00' 00" | 18° 50' 00" |
| 53 | 11° 25' 00" | 18° 50' 00" |
| 54 | 11° 25' 00" | 19° 05' 00" |
| 55 | 11° 20' 00" | 19° 05' 00" |
| 56 | 11° 20' 00" | 19° 15' 00" |
| 57 | 11° 15' 00" | 19° 15' 00" |
| 58 | 11° 15' 00" | 19° 25' 00" |
| 59 | 11° 10' 00" | 19° 25' 00" |
| 60 | 11° 10' 00" | 19° 55' 00" |
| 61 | 11° 05' 00" | 19° 55' 00" |
| 62 | 11° 05' 00" | 20° 10' 00" |
| 63 | 11° 15' 00" | 20° 10' 00" |
| 64 | 11° 15' 00" | 20° 30' 00" |
| 65 | 11° 35' 00" | 20° 30' 00" |

ANNEXE B

Procédure comptable

Chapitre I : Dispositions générales

Article 1. Objet

La présente Annexe portant procédure comptable a pour objet :

a) d'une part, de définir les règles, méthodes et procédures auxquelles le Contractant est tenu de se conformer dans le cadre de la comptabilisation des opérations résultant de l'exécution du Contrat ;

b) d'autre part, de préciser les états, déclarations, documents, informations et renseignements comptables et financiers périodiques ou non, qui doivent être obligatoirement fournis à l'Etat en plus de ceux prévus par la législation fiscale et douanière applicable au Contractant.

Nonobstant toute disposition contraire de cette Annexe, les obligations de reporting comptable et financier visées dans cette Annexe sont limitées à celles visées dans le Contrat et ses Annexes dans le cadre des Opérations pétrolières qui y sont visées et ne s'appliqueront pas à d'autres aspects financiers et comptables du Contractant.

Article 2. Interprétation

Les termes utilisés dans la présente Annexe ont la même signification que celle qui leur est donnée dans le Contrat.

En cas de contradiction ou de divergence entre les stipulations de la présente Annexe et celles du Contrat, ces dernières prévalent.

Article 3. Modification

Les stipulations de la présente Annexe peuvent faire l'objet d'une révision d'accord Parties par un avenant signé par les Parties et joint au Contrat.

Article 4. Unité de compte

Tous les livres, comptes, relevés et rapports seront préparés en français et libellés en Dollars ou en toute autre monnaie ayant cours légal au Niger.

Article 5. Paiement

5.1. A moins qu'il n'en soit disposé autrement, les paiements entre les Parties seront effectués en Dollars, en Euros ou en toute autre monnaie ayant cours légal au Niger et versés sur tout compte bancaire désigné par la Partie bénéficiaire.

5.2. En cas de retard de paiement par l'une des Parties des sommes dues à l'autre Partie, lesdites sommes porteront intérêt au Taux de référence plus trois pour cent (3%) à compter du Jour où elles auraient dû être versées.

Article 6. Principe de liquidation

6.1. Tous les livres, comptes, relevés et autres états comptables seront préparés sur la base des engagements (par opposition à la base des paiements effectifs). Les revenus seront imputés à la période comptable pendant laquelle ils sont acquis, et les frais et dépenses à la période pendant laquelle ils sont encourus, sans qu'il soit nécessaire de distinguer si la somme concernant une transaction a été effectivement encaissée ou payée. Les frais et dépenses seront considérés comme encourus dans le cas:

a) dans le cas des biens, pendant la période comptable au cours de laquelle le transfert de propriété a lieu ; et

b) dans le cas des prestations de services, pendant la période comptable au cours de laquelle ces services ont été effectués.

La base de comptabilisation pourra être changée par accord mutuel des Parties si le Contractant démontre qu'un tel changement est, d'une part, équitable et, d'autre part, en accord avec les pratiques en usage dans l'industrie pétrolière internationale.

6.2. Nonobstant les dispositions du paragraphe 6.1, tous les états visés aux articles 21 à 27 de la présente Annexe seront préparés sur la base des paiements effectifs. Une réconciliation trimestrielle et annuelle entre les états préparés sur la base de paiements effectifs et ceux préparés sur la base des engagements sera jointe aux états visés aux articles 21 à 27 ci-dessous.

Article 7. Valeur des transactions

Sauf accord contraire écrit entre l'Etat et le Contractant, toutes les transactions donnant lieu à des revenus, frais ou dépenses crédités ou débités sur les livres, comptes, relevés et états préparés, tenus ou à soumettre au titre du Contrat, seront conclues dans des conditions de pleine concurrence entre Parties.

Article 8. Taux de Change

8.1. Pour permettre la conversion entre le Franc CFA ou toute autre monnaie d'une part, et le Dollar ou l'Euro d'autre part, la moyenne des taux de change à l'achat et à la vente sera utilisée. Cette moyenne sera basée sur les taux de change de la banque centrale, à la clôture du premier Jour du mois pendant lequel les revenus, frais ou dépenses sont enregistrés.

8.2. L'enregistrement initial des dépenses ou recettes afférentes aux Opérations pétrolières réalisées dans une monnaie autre que le Dollar ou l'Euro, y compris le Franc CFA, s'effectue en Dollars ou en Euro, à titre provisoire, sur la base des taux de change calculés conformément aux stipulations du paragraphe 8.1 de la présente Annexe.

8.3. La différence de change constatée entre l'enregistrement initial et le montant résultant de l'application du taux de change en vigueur lors du règlement ou de l'encaissement est imputée aux mêmes comptes de Coûts pétroliers que ceux qui ont été mouvementés par l'enregistrement initial.

8.4. Le Contractant fera parvenir à l'Etat, avec les états trimestriels prévus aux articles 21 à 27 de la présente Annexe, un relevé des taux de change utilisés au cours du Trimestre concerné déterminés conformément aux stipulations du Paragraphe 8.1 de la présente Annexe.

8.5. Il est de l'intention des Parties qu'à l'occasion de la conversion de devises, de la comptabilisation en Dollars ou en Euros de montants en monnaies autres que le Dollar ou l'Euros, y compris le Franc CFA, et de toutes autres opérations de change relatives aux Opérations pétrolières, le Contractant ne réalise ni gain, ni perte qui ne soit porté aux comptes de Coûts pétroliers.

Article 9. Parties imposables, déclarations fiscales et quotus fiscal

9.1. La Comptabilité des Coûts pétroliers relative aux opérations résultant de l'exécution du Contrat, est tenue par l'Opérateur pour le compte du Contractant.

9.2. Chaque entité composant le Contractant souscrit auprès des administrations fiscales chargées de l'assiette des impôts, toutes les déclarations fiscales prévues par la législation en vigueur, notamment la déclaration statistique et fiscale relative à l'impôt direct sur les bénéfices. Ces déclarations doivent être accompagnées de toutes les annexes et pièces justificatives requises par la législation en vigueur.

9.3. Pour les besoins d'établissement de la déclaration statistique et fiscale mentionnée au Paragraphe 9.2 de la présente Annexe, l'assiette taxable de l'impôt direct sur les bénéfices de chaque entité composant le Contractant est égale à la somme des ventes effectuées au titre du Cost oil et du Profit oil de l'Année civile par ladite entité, valorisées au Prix du marché départ champ, déduction faite des dépenses effectivement récupérées par ladite entité au titre du Cost oil pendant la même Année civile.

9.4. Chaque entité composant le Contractant est exonérée du paiement de l'impôt direct sur les bénéfices prévu par le droit commun pour ses opérations réalisées dans le cadre du Contrat. Toutefois, la part de Profit oil revenant à l'Etat à l'issue des affectations et des partages définis aux articles 42 et 43 du Contrat est l'équivalent de l'impôt direct sur les bénéfices dû par les entités soumises à cet impôt en République du Niger. Cette part de Profit oil est portée sur les déclarations fiscales de chaque entité composant le Contractant en proportion de sa participation dans l'Authorisation exclusive d'exploitation concernée.

9.5. Lorsque l'Etat perçoit sa part de Profit oil en nature, le versement à l'administration fiscale du produit de la commercialisation de la part de Profit oil revenant à l'Etat incombe à l'Etat.

Chapitre II : Comptabilité des Couts pétroliers

Article 10. Principes comptables et tenue des comptes de Coûts pétroliers

10.1. Organisation de la comptabilité

Le Contractant tiendra une comptabilité (ci-après désignée la "Comptabilité des Coûts pétroliers") permettant de distinguer les Opérations pétrolières régies par le Contrat des autres activités éventuellement exercées en République du Niger.

Il doit par ailleurs enregistrer séparément dans ses livres et comptes tous les mouvements représentatifs des intérêts séparés du Contractant qui ne sont pas imputables aux Coûts pétroliers régis par le Contrat et par les Annexes.

La Comptabilité des Coûts pétroliers correspondra à la comptabilité analytique du Contractant et à des états complémentaires de suivi et de synthèse relatifs aux Opérations pétrolières.

La comptabilité du Contractant doit être sincère et exacte. Elle est organisée et les comptes tenus et présentés sous une forme qui permet aux entités composant le Contractant, une fois les relevés reçus, d'enregistrer normalement dans leurs livres comptables les Coûts pétroliers relatifs aux Opérations pétrolières que le Contractant a payés ou encourus.

10.2. Plan des comptes

Dans les soixante (60) Jours qui suivent la Date d'entrée en vigueur, le Contractant soumettra à l'Etat un projet de plan des comptes relatif à ses comptes, livres, relevés et états. Ce plan devra décrire, entre autres et en détails, les bases du système comptable (comptabilité analytique, comptabilité générale) et les procédures à utiliser dans le cadre du Contrat ainsi que la liste des comptes. Ce plan sera conforme aux règles, principes et méthodes comptables édictées par le plan comptable SYSCOA de l'OHADA et aux pratiques comptables généralement admises dans l'industrie pétrolière internationale lorsque ces dernières ne sont pas contraires au plan comptable SYSCOA.

Dans les cent quatre-vingt (180) Jours qui suivent la soumission à l'Etat de ce projet de plan comptable, le Contractant et l'Etat se mettront d'accord sur un plan comptable définitif. Suite à cet accord, le Contractant devra établir avec diligence, et fournir à l'Etat des copies formelles du plan des comptes détaillé et des manuels concernant la comptabilité, les écritures et la présentation des comptes, ainsi que les procédures qui devront être observées dans l'exécution du Contrat.

10.3. Modifications du Plan des comptes

Toute modification ultérieure du plan des comptes définitif arrêté conformément aux stipulations du paragraphe 10.2 de la présente Annexe devra être soumise à l'approbation de l'Etat. La proposition de modification et le nouveau plan comptable correspondant doivent être accompagnés d'un exposé des motifs justifiant cette modification. L'Etat se prononce sur cette proposition de modification dans un délai de trente (30) Jours à compter de sa date de réception. Il pourra, le cas échéant, demander par écrit des révisions appropriées à ladite proposition de modification. Le silence gardé par l'Etat à l'expiration du délai mentionné au présent paragraphe vaut approbation du projet de modification.

10.4. Registres, comptes, livres, états comptables et relevés

Le Contractant établira et conservera au lieu de son siège social ou de son principal établissement en République du Niger, les registres, comptes, livres, états comptables et relevés complets, ainsi que les originaux des pièces justificatives, contrats, factures et autres documents relatifs à tous revenus, coûts et dépenses se rapportant aux Opérations pétrolières, dans les conditions prévues par les textes en vigueur et conformément aux règles et procédures en usage dans l'industrie pétrolière internationale.

Tous les registres, comptes, livres, états comptables et relevés complets ainsi que les originaux des pièces justificatives, contrats, factures et autres documents relatifs à tous revenus, coûts et dépenses se rapportant aux Opérations pétrolières doivent être présentés à toute réquisition écrite et raisonnable du Ministère en charge des hydrocarbures ou du Ministère en charge des finances, avec un préavis minimum de dix (10) Jours.

Tous les rapports, états et documents que le Contractant est tenu de fournir à l'Etat, soit en vertu de la réglementation en vigueur, soit en application du Contrat, doivent comporter tous renseignements, informations et indications utiles au suivi du Contrat, présentés dans les conditions, formes et délais indiqués par la Législation pétrolière et aux articles 21 à 27 de la présente Annexe.

Article 11. Classification, définition et allocation des Coûts pétroliers

11.1. Éléments des Coûts pétroliers

Suivant les mêmes règles et principes que ceux visés aux articles précédents, le Contractant tiendra en permanence, une comptabilité faisant ressortir le détail des dépenses effectivement payées par lui et donnant droit à récupération en application des dispositi-

tions du Contrat et de la présente Annexe, les Coûts pétroliers récupérés par le Contractant, au fur et à mesure de l'affectation de la production destinée à cet effet, ainsi que les sommes venant en déduction des Coûts pétroliers.

11.2. Ventilation des Coûts pétroliers

Les Coûts pétroliers sont enregistrés séparément en fonction de l'objet des dépenses. Les dépenses admises au titre des Coûts pétroliers sont celles autorisées conformément aux stipulations de l'article 23 du Contrat, notamment dans le cadre du Programme annuel de travaux et du budget correspondant de l'Année civile au cours de laquelle les dépenses ont été engagées. La Comptabilité des Coûts pétroliers doit être organisée et les comptes tenus et présentés de manière à :

a) permettre l'attribution des Coûts pétroliers à chaque Zone contractuelle ;

b) ce que tous les Coûts pétroliers soient classés et catégorisés comme suit, pour permettre leur récupération au titre de l'article 41 du Contrat en :

- coûts des Opérations de recherche ;

- coûts des Opérations de développement ;

- coûts des Opérations de production ;

- coûts des Travaux d'abandon.

11.2.1. Coûts des opérations de recherche

Pour chaque Autorisation exclusive d'exploitation, les coûts des Opérations de recherche sont les Coûts pétroliers, directs et indirects, engagés dans le cadre des Opérations de recherche réalisées à l'intérieur de la Zone contractuelle de Recherche avant l'attribution de ladite Autorisation, qui n'ont pas été inclus dans les Coûts pétroliers afférents à une autre Autorisation exclusive d'exploitation ou expressément reportés pour inclusion dans les Coûts pétroliers pour une potentielle Autorisation exclusive d'exploitation future. Ils comportent notamment les coûts liés aux éléments suivants :

a) les études géophysiques, géochimiques, paléontologiques, géologiques, topographiques et les campagnes sismiques et leurs interprétations ;

b) le personnel, le matériel, les fournitures et les services utilisés dans le carottage, le Forage des Puits d'exploration et d'évaluation qui ne sont pas achevés en tant que Puits de production, et la réalisation des puits destinés à l'approvisionnement en eau ;

c) les équipements utilisés afin de réaliser les objectifs visés aux alinéas a) et b) du présent paragraphe, y compris les voies d'accès ;

d) la part des frais généraux imputable aux coûts des Opérations de recherche en proportion de la part des coûts des Opérations de recherche sur l'ensemble des Coûts pétroliers.

11.2.2. Coûts des opérations de développement

Les coûts des Opérations de développement sont constitués par les Coûts pétroliers directs et indirects exposés dans le contexte des Opérations de développement avant le commencement de la production commerciale d'hydrocarbures, et comprennent l'ensemble des coûts liés aux éléments suivants :

a) le Forage des Puits de développement et de production, y compris les Puits forés pour l'injection d'eau et de Gaz naturel afin d'augmenter le taux de récupération des hydrocarbures ;

b) les Puits complétés par l'installation de tubages (casing) ou d'équipements après qu'un Puits ait été foré dans l'intention de le

compléter en tant que Puits de production ou Puits d'injection d'eau ou de Gaz naturel destiné à augmenter le taux de récupération des Hydrocarbures ;

c) les équipements liés à la production, au transport et au stockage, tels que canalisations, unités de traitement et de production, équipements sur têtes de Puits, systèmes de récupération assistée, unités de stockage, et autres équipements connexes, ainsi que les voies d'accès liées aux activités de production ;

d) l'Ingénierie liée aux Opérations de développement et aux Opérations de transport ;

e) la part des frais généraux imputable aux coûts des Opérations de développement en proportion de la part des coûts des Opérations de développement sur l'ensemble des Coûts pétroliers, hors frais généraux.

11.2.3. Coûts des opérations de production

Les coûts des Opérations de production sont tous les Coûts pétroliers en cours à compter du commencement de la production commerciale d'hydrocarbures à l'exclusion (i) des coûts des Opérations de recherche, (ii) des coûts des Opérations de développement et (iii) des coûts des Travaux d'abandon. Les coûts des Opérations de production comprennent en outre les provisions constituées en vue de faire face à des pertes ou charges autres que celles relatives aux Travaux d'abandon.

La partie des frais généraux qui n'a pas fait l'objet d'une attribution aux coûts des Opérations de recherche ou aux coûts des Opérations de développement est inclue dans les coûts des Opérations de production.

11.2.4. Coûts des Travaux d'abandon

Les coûts des Travaux d'abandon sont l'ensemble des coûts, charges et dépenses encourus par le Contractant en vue de réaliser ou dans le cadre de l'exécution des Travaux d'abandon prévus au Contrat. Ils sont exclusivement constitués des provisions constituées conformément aux stipulations du Paragraphe 36.3 du Contrat et de la part des coûts afférents aux Travaux d'abandon qui excède le montant desdites provisions.

Article 12. Méthodes comptables et principes d'imputations des Coûts pétroliers

Les Coûts pétroliers en cours au titre du Contrat seront calculés et comptabilisés selon les définitions et principes suivants, et incluront les dépenses suivantes :

12.1. Dépenses relatives aux acquisitions d'immobilisations et biens corporels :

Il s'agit des dépenses nécessaires aux Opérations pétrolières et se rapportant notamment à l'acquisition, la construction ou la réalisation de :

a) terrains ;

b) bâtiments, installations et équipements connexes, tels que les installations de production d'eau et d'électricité, les entrepôts, les voies d'accès, les installations de traitement du Pétrole Brut et leurs équipements, les systèmes de récupération secondaire, les usines de traitement du Gaz naturel et les systèmes de production de vapeur ;

c) bâtiments à usage d'habitations, équipements sociaux et installations de loisirs destinés au personnel, ainsi que les autres biens affectés à de tels bâtiments ;

d) installations de production, tels que les derricks de production ;

e) équipements pour têtes de Puits, d'équipements de fond pour le pompage, de tubages, de tiges de pompage, de pompes de

surface, de conduites de collecte, d'équipements de collecte et d'installations de livraison et de stockage ;

f) biens meubles, tels que les outillages de production et de Forage en surface ou au fond, les équipements et instruments, les péniches et le matériel flottant, les équipements automobiles, les avions, les matériaux de construction, le mobilier, les agencements de bureaux et les équipements divers ;

g) Forages de Puits de développement et de production, d'approfondissement et de remise en production de tels Puits ;

h) voies d'accès et ouvrages d'infrastructure générale ;

i) moyens de transport des hydrocarbures (canalisations d'évacuation, citernes, etc.) dans la Zone contractuelle d'exploitation ;

j) toutes autres immobilisations corporelles.

Les actifs corporels construits, fabriqués, créés ou réalisés par le Contractant dans le cadre des Opérations pétrolières et effectivement affectés à ces Opérations pétrolières sont comptabilisés à leur prix de revient. Ce prix de revient est déterminé selon les dispositions de l'article 13 de la présente Annexe. Il convient de noter que des opérations de gros entretiens peuvent figurer dans les actifs conformément aux normes comptables de l'industrie pétrolière à condition que ces opérations permettent d'augmenter le niveau des réserves ou le taux de récupération des hydrocarbures.

Les dépenses d'acquisition des immobilisations corporelles sont ventilées en fonction de leur affectation effective, entre coûts des Opérations de recherche, coûts des Opérations de développement, coûts des Opérations de production et coûts des Travaux d'abandon, dans les conditions prévues aux Paragraphes 11.2.1, 11.2.2, 11.2.3 et 11.2.4 de la présente Annexe.

Lorsque des immobilisations corporelles sont affectées aux opérations réalisées à l'intérieur de plusieurs Zones contractuelles, le Contractant procède à la ventilation des dépenses y afférentes entre les Coûts pétroliers des Zones contractuelles concernées, sur une base justifiée ou équitable.

12.2. Dépenses relatives aux acquisitions d'immobilisations incorporelles :

Il s'agit des dépenses nécessaires aux Opérations pétrolières et se rapportant aux :

a) travaux de terrain, de géologie, de géophysique et de laboratoire, aux travaux sismiques et à leurs traitements et retraitements ;

b) Forages des Puits d'exploration et des Puits d'évaluation ;

c) études et prestations de services relatives à toute immobilisation incorporelle lorsqu'une telle immobilisation incorporelle constitue un Coût pétrolier récupérable.

Les dépenses relatives aux immobilisations incorporelles réalisées par le Contractant dans le cadre des Opérations pétrolières et effectivement affectées à ces Opérations pétrolières sont comptabilisées à leur prix de revient. Ce prix de revient est déterminé selon les dispositions de l'article 13 de la présente Annexe.

Les dépenses d'acquisition des immobilisations incorporelles sont ventilées sur une base périodique et en fonction de leur affectation effective, entre coûts des Opérations de Recherche, coûts des Opérations de développement, coûts des Opérations de production et Coût des Travaux d'abandon, dans les conditions prévues aux paragraphes 11.2.1, 11.2.2, 11.2.3 et 11.2.4 de la présente Annexe.

Lorsque des immobilisations incorporelles sont affectées aux opérations réalisées à l'intérieur de plusieurs Zones contractuelles, le Contractant procède à la ventilation des dépenses y afférentes

entre les Coûts pétroliers des Zones contractuelles concernées, sur une base justifiée et équitable.

12.3. Dépenses de personnel

12.3.1. Principe

Il s'agit des paiements effectués ou des charges encourues à l'occasion de l'utilisation et pour les besoins du personnel travaillant en République du Niger dans le cadre des Opérations pétrolières ou pour leur supervision. Ces dépenses sont imputables aux Coûts pétroliers sous réserve qu'elles correspondent à un travail effectif et qu'elles ne soient pas excessives eu égard aux responsabilités exercées, au travail effectué et aux pratiques habituelles de l'industrie pétrolière.

Au sens du présent paragraphe, ce personnel comprend les personnes recrutées par le Contractant et celles mises à la disposition de celui-ci par les Sociétés affiliées ou par des Tiers.

12.3.2. Éléments de dépenses du personnel du Contractant et des besoins du Personnel

Les dépenses de personnel comprennent d'une part, toutes les sommes payées ou remboursées par le Contractant en contrepartie du travail du personnel visé ci-dessus en vertu des textes légaux et réglementaires, des conventions collectives ou accords d'établissement, des contrats de travail et du règlement propre au Contractant et, les dépenses payées ou encourues pour les besoins de ce personnel. Il s'agit notamment de :

a) des salaires, appointements d'activités ou de congés, heures supplémentaires, primes et autres indemnités ;

b) des charges patronales et autres contributions y afférentes résultant des textes légaux et réglementaires, des conventions collectives et des conditions d'emploi, y compris les pensions et retraites obligatoires ou complémentaires souscrites en République du Niger ou à l'étranger ;

c) des coûts encourus par le Contractant concernant les congés payés, les vacances, maladies, pensions d'invalidité, allocations et gratifications diverses et émoluments, imputables lorsque la prise en charge de ces dépenses est prévue par le contrat de travail ou la législation du travail en vigueur en République du Niger ;

d) des dépenses d'assistance médicale et hospitalière et d'assurances sociales obligatoires ou complémentaires souscrites en République du Niger ou à l'étranger ;

e) des dépenses de transport des employés, de leurs familles et de leurs effets personnels pour les membres de leurs familles résidant en République du Niger et lorsque la prise en charge de ces dépenses est prévue par le contrat de travail ou par la législation du travail en vigueur en République du Niger ;

f) des dépenses de logement du personnel et de leurs familles en République du Niger, y compris les prestations y afférentes, telles que eau, électricité, gaz ou téléphone, et des frais de scolarité des enfants du personnel pour ceux des enfants résidant en République du Niger lorsque leur prise en charge est prévue par le contrat de travail ou par la législation du travail en vigueur en République du Niger ;

g) des tous autres avantages en nature accordés au personnel, lorsque ces avantages en nature sont prévus par le contrat de travail, les conventions collectives ou accords d'établissement ou la législation du travail en vigueur en République du Niger ;

h) des plans de préretraite et de réduction du personnel en proportion de la durée de l'affectation du personnel concerné aux Opérations pétrolières ;

i) indemnités encourues ou payées à l'occasion de l'installation ou du départ du personnel lorsque leur prise en charge est prévue

par le contrat de travail ou par la législation du travail en vigueur en République du Niger ;

j) des dépenses afférentes au personnel administratif lorsque ces dépenses ne sont pas incluses dans les frais généraux mentionnés au paragraphe 12.7 de la présente Annexe ou sous d'autres rubriques.

Si le personnel est également affecté à une activité étrangère aux Opérations pétrolières, les dépenses de personnel visées au présent paragraphe seront ventilées sur la base de feuilles de présence conformément aux pratiques comptables généralement acceptées dans l'industrie pétrolière internationale.

12.4. Dépenses liées aux prestations de services techniques

Ces dépenses correspondent aux montants payés ou encourus en raison des prestations de services fournies par des Tiers (y compris les services publics), les entités composant le Contractant ou les Sociétés affiliées.

Elles sont imputables aux Coûts pétroliers sur la base du prix de revient réel des contrats de prestation de services, de consultants, des services publics et autres services nécessaires pour la réalisation des Opérations pétrolières. Ce prix de revient correspond :

a) au prix payé par le Contractant, dans le cas de services techniques exécutés par des Tiers intervenant en tant que Sous-traitants, y compris les consultants, entrepreneurs et services publics, à condition que ce prix n'excède pas ceux normalement pratiqués par d'autres entreprises pour des travaux ou des services identiques ou analogues et,

b) au prix facturé par l'entité composant le Contractant ou la Société affiliée, dans le cas de services techniques exécutés par une des entités composant le Contractant ou l'une des Sociétés affiliées, à condition que ce prix n'excède pas les prix les plus favorables proposés, selon les méthodes de répartition des coûts à convenir dans le plan comptable visé au Paragraphe 10.2 de la présente Annexe, à d'autres Sociétés affiliées ou à des Tiers pour des services identiques ou analogues.

12.5. Dépenses liées aux assurances et réclamations

Ces dépenses correspondent aux primes payées pour les assurances qu'il faut normalement souscrire pour les Opérations pétrolières, à condition que ces primes concernent une couverture prudente des risques et qu'elles n'excèdent pas celles pratiquées dans des conditions de pleine concurrence par des compagnies d'assurances qui n'ont pas la qualité de Sociétés affiliées. Les indemnités reçues de toute assurance ou tout dédommagement viendront en déduction des Coûts pétroliers.

Si aucune assurance n'est contractée pour la couverture d'un risque particulier, ou en cas d'assurance insuffisante, tous les frais encourus par le Contractant pour le règlement d'une perte, d'une réclamation, d'un préjudice ou d'un jugement, y compris les prestations de services juridiques afférents audit risque, seront considérés comme Coûts pétroliers, à condition que ces frais ne résultent pas d'une faute ou de la négligence du Contractant.

12.6. Frais de justice et de contentieux

Il s'agit notamment des :

a) frais de justice et dépenses de prestations de services liés aux contentieux et litiges en relation avec les Opérations pétrolières autres que ceux intervenus entre les Parties ;

b) frais encourus par le Contractant au cours d'une Procédure d'arbitrage administrée selon les dispositions de l'article 59 du Contrat, qui sous réserve des stipulations de cet article concernant

les frais d'arbitrage technique, ne seront inclus dans les Coûts pétroliers que dans la mesure où le tribunal arbitral prononce sa sentence au profit du Contractant.

12.7. Frais généraux

Les frais généraux couvrent :

a) les dépenses de fonctionnement des bureaux principaux, des bureaux sur chantier, et les frais généraux, au sens de la législation fiscale applicable à la Date d'entrée en vigueur, encourus en République du Niger. Ces dépenses comprennent sans que cette liste ne soit limitative, les coûts engagés pour la surveillance, la comptabilité et les relations avec le personnel, les Sous-traitants et le public ;

b) une indemnité pour les frais encourus en raison des services rendus par la société mère en dehors de la République du Niger aux fins d'assister et de gérer les Opérations pétrolières (ci après dénommée "Frais de siège de la Société mère").

Les Frais de siège de la Société mère couvrent les salaires, émoluments et charges sociales, les avantages, les frais de voyage et d'hébergement et toutes autres dépenses remboursables, versées pendant la période en question par le Contractant à la Société mère conformément aux pratiques en usage sous réserve que le Contractant fournit, notamment à travers des outils de reporting interne, des éléments justifiant que ces dépenses remplissent les conditions cumulatives suivantes :

- elles sont encourues par les départements de la Société mère du Contractant y compris, sans que cette liste ne soit limitative, le département exploration, le département production, la direction des finances, les cellules fiscales et juridiques, les cellules de communication, les services informatiques, les départements administratifs et les services de recherche et d'Ingénierie ;

- elles sont imputables à juste titre aux Opérations pétrolières.

Il est entendu toutefois que les services rendus par les départements de la société mère, qui constituent des services directs rendus aux fins des Opérations pétrolières, seront comptabilisés comme des coûts directs et seront ventilés suivant leur nature conformément aux stipulations du Paragraphe 11.2 de la présente Annexe.

L'imputation aux Coûts pétroliers, des Frais de siège de la Société mère, sera plafonnée à un pourcentage qui ne pourra excéder, en tout état de cause, la valeur correspondante à un pourcent (1%) desdits Coûts pétroliers avant Frais de siège de la Société mère.

Tous les frais généraux sont ventilés conformément aux stipulations du paragraphe 11.2 de la présente Annexe, respectivement entre coûts des Opérations de recherche, coûts des Opérations de développement, coûts des Opérations de production et coûts des Travaux d'abandon.

12.8. Intérêts et agios

Les intérêts, agios et autres charges financières, peuvent être imputés aux Coûts pétroliers, à condition qu'ils n'excèdent pas les taux commerciaux en usage dans des conditions analogues et qu'ils se rapportent à des prêts et crédits obtenus par le Contractant pour les besoins de financement des Opérations de développement et des Opérations de production.

Les plans de financement détaillés et leurs montants devront être inclus, à titre d'information, dans chaque Programme annuel de travaux et budget y afférents.

12.9. Frais de bureau dans la République du Niger

Il s'agit des dépenses nettes supportées par le Contractant pour établir, entretenir et faire fonctionner tous bureaux, y com-

pris notamment les bureaux temporaires, chantiers, entrepôts, immeubles à usage d'habitation ou autres installations destinées aux Opérations pétrolières.

Si une installation est affectée aux opérations réalisées à l'intérieur de plusieurs Zones contractuelles, le Contractant procède à la ventilation des frais de bureau y afférents entre les Coûts pétroliers des Zones contractuelles concernées, sur une base justifiée ou équitable.

Pour les installations également affectées à des zones non régies par le Contrat, les coûts de bureau sont répartis sur une base justifiée ou équitable.

12.10. Dépenses liées à la protection de l'Environnement

Il s'agit des dépenses engagées à l'intérieur de la Zone contractuelle conformément aux stipulations du Contrat et aux textes en vigueur en République du Niger pour les travaux destinés à protéger l'Environnement, et notamment le patrimoine culturel et naturel, les agglomérations, les infrastructures, les terrains de culture, les plantations et les points d'eau, ainsi que les travaux écologiques qui peuvent être demandés par l'autorité compétente.

Ces dépenses incluent également les coûts des équipements destinés à lutter contre la pollution, ainsi que ceux consécutifs au contrôle de la pollution et au nettoyage suite à des épandements d'hydrocarbures sous réserve que ces épandements ne résultent pas d'une faute ou de la négligence du Contractant.

12.11. Frais divers

Il s'agit de toutes les dépenses, autres que celles visées au présent article, encourues par le Contractant et nécessaires à la conduite des Opérations pétrolières, y compris notamment les dépenses liées aux frais de formation et de promotion de l'emploi, aux frais de suivi juridique et financier, à la Redevance statistique, au Prélèvement communautaire, au Prélèvement communautaire de solidarité, aux PPDC et PPDR aux dépenses sociales ainsi que la redevance superficiaire.

12.12. Double emploi des débits et des crédits

Nonobstant toute disposition contraire de la présente Annexe, il est de l'intention des Parties d'exclure tout double emploi des débits et des crédits de la Comptabilité des Coûts pétroliers.

Article 13. Principes de détermination des prix de revient

Les équipements, matériels, matières consommables et fournitures sont :

a) soit acquis pour utilisation immédiate, sous réserve des délais d'acheminement et, si nécessaire, d'entreposage temporaire par le Contractant (sans toutefois qu'ils soient assimilables à ses propres stocks).

Dans ce cas, ils sont valorisés, pour imputation aux Coûts pétroliers, à leur prix de revient rendu au lieu de leur utilisation. Ce prix de revient comprend :

- le prix d'achat après ristournes, rabais et toute autre réduction ;

- s'il y a lieu, les frais d'expédition, de transport, de manutention, de transit, les assurances, les frais d'inspection, les frais accessoires et, le cas échéant, les droits de douane et autres taxes qui ont grevé leur prix depuis le magasin du vendeur jusqu'à celui de l'acheteur ou jusqu'au lieu d'utilisation, selon le cas.

b) soit fournis par une Société affiliée ou une entité composant le Contractant à partir de ses propres stocks.

Dans ce cas, ils sont valorisés, pour imputation aux Coûts pétroliers, à un prix de revient qui correspond à un montant :

- n'excédant pas celui qui serait pratiqué pour des équipements, matériels, matières consommables et fournitures comparables dans des conditions de pleine concurrence par des fournisseurs indépendants et,

- qui intègre un coefficient de dépréciation tenant compte de l'usage et de la défectuosité desdits équipements, matériels, matières consommables et fournitures.

Article 14. Coûts non récupérables

Les dépenses suivantes ne constituent pas des Coûts pétroliers et ne peuvent pas donner lieu à récupération :

a) le Bonus de signature pour la partie qui excède 60% de son montant et le Bonus d'exploitation ;

b) les coûts engagés avant la Date d'entrée en vigueur sauf accord contraire des Parties ;

c) les coûts et dépenses non liés aux Opérations pétrolières, sauf accord des Parties ;

d) les frais relatifs à la commercialisation et au transport des hydrocarbures sur tout Système de transport des hydrocarbures par canalisations au-delà du Point de Mesurage ;

e) la Redevance ad valorem due à l'État au titre de l'article 43 du Contrat ;

f) les intérêts, agios et frais se rapportant aux emprunts non destinés à financer les Opérations de développement ou les Opérations de production ;

g) s'agissant des prêts consentis par des Sociétés affiliées destinés à financer les Opérations de développement ou les Opérations de production, la part des sommes payées au titre des intérêts, agios et frais, excédant le montant correspondant au Taux de référence plus trois pour cent (3%) ;;

h) les coûts liés aux contrats de sous-traitance non soumis à l'Etat dans les délais et formes stipulés au Paragraphe 24.9 du Contrat ;

i) les contributions et dons, excepté ceux approuvés par l'État ;

j) les remises, réductions et dons accordés aux Fournisseurs, ainsi que les dons ou commissions servis aux intermédiaires utilisés pour des contrats de services ou de fournitures ;

k) les impôts sur les salaires dus par les employés et pris en charge par le Contractant ;

l) les intérêts, amendes, ajustements monétaires ou augmentations de dépenses résultant de la faute du Contractant à remplir ses obligations contractuelles, à respecter les lois et règlements qui lui sont applicables ;

m) les pertes de change résultant des risques liés à l'origine des capitaux propres et de l'autofinancement du Contractant ;

n) toutes autres dépenses qui ne sont pas directement nécessaires à la réalisation des Opérations pétrolières, et les dépenses dont la déductibilité est exclue par les stipulations du Contrat.

Article 15. Crédits et produits connexes

Les produits des Opérations pétrolières en vertu du Contrat, hors ventes commerciales d'Hydrocarbures, seront portés au crédit des comptes de Coûts pétroliers. Il s'agit notamment et sans que cette liste ne soit exhaustive, des éléments cités ci-dessous :

a) les quantités de Pétrole brut consommées par le Contractant au cours des Opérations pétrolières (consommation propre) valorisées au Prix du marché départ champ ;

b) les indemnités reçues de compagnies d'assurances, en règlement d'un contentieux ou à la suite d'une décision de justice en rapport avec les Opérations pétrolières ;

c) les indemnités reçues de compagnies d'assurance pour tout actif faisant l'objet d'une assurance et dont les primes d'assurances ont été débitées aux comptes de Coûts pétroliers;

d) les frais de justice débités aux comptes de Coûts pétroliers conformément aux stipulations du Paragraphe 12.6 de la présente Annexe et éventuellement recouvrés par le Contractant ;

e) les gains de change réalisés sur les créances et dettes du Contractant dans les mêmes conditions que les imputations de même nature, au titre du Paragraphe 12.8 de la présente Annexe ;

f) les revenus reçus de tierces personnes pour l'utilisation de biens ou d'actifs dont les coûts ont été débités aux comptes de Coûts pétroliers;

g) toute remise reçue par le Contractant et émanant de Fournisseurs ou de leurs agents pour une pièce défectueuse, dont le coût a été au préalable débité aux comptes de Coûts pétroliers;

h) les produits des locations, remboursements ou autres crédits reçus par le Contractant, correspondant à un débit aux comptes de Coûts pétroliers, à l'exclusion toutefois de toutes indemnités accordées au Contractant en raison de la Procédure d'expertise ou de la Procédure d'arbitrage visées à l'article 59 du Contrat ;

i) les montants débités aux comptes de Coûts pétroliers pour des biens éventuellement exportés du territoire de la République du Niger sans avoir été utilisés pour les Opérations pétrolières ;

j) les rabais, remises et ristournes obtenus, s'ils n'ont pas été imputés en déduction du prix de revient des biens auxquels ils se rapportent ;

k) les produits des ventes ou échanges, par le Contractant, d'équipements ou d'installations de la Zone contractuelle, lorsque les coûts d'acquisition ont été débités aux comptes de Coûts pétroliers;

l) les produits résultant de la vente d'informations pétrolières se rapportant à la Zone contractuelle lorsque le coût d'acquisition de l'information a été débité aux comptes de Coûts pétroliers;

m) les produits dérivés de la vente ou d'un brevet portant sur une propriété intellectuelle dont les coûts de développement ont été débités aux comptes de Coûts pétroliers;

n) les produits résultant de la vente, de l'échange, de la location ou de la cession de quelque manière que ce soit de tout élément dont les coûts ont été débités aux comptes de Coûts pétroliers.

Article 16. Utilisation des biens, cessions, mises au rebut

16.1. Les matériels, équipements, installations et consommables qui sont inutilisés ou inutilisables peuvent être soustraits aux Opérations pétrolières pour être soit déclassés ou considérés comme ferrailles et rebuts, soit rachetés par le Contractant pour ses besoins propres, soit vendus à des acheteurs indépendants ou à des Sociétés affiliées dans le respect des dispositions de la législation douanière.

16.2. En cas de cession de matériel, équipement, installation ou consommables aux entités composant le Contractant ou à des Sociétés affiliées, les prix sont déterminés conformément aux stipulations de l'alinéa (b) de l'article 13 de la présente Annexe. De telles cessions sont effectuées après autorisation délivrée par le Ministre chargé des hydrocarbures.

16.3. Les ventes, y compris à titre gracieux, de matériels, équipements, installations ou consommables sont effectuées par le

Contractant au prix du marché après autorisation délivrée par le Ministre chargé des hydrocarbures.

16.4. Les ventes et retraits de biens appartenant à l'Etat conformément aux stipulations de l'article 28 du Contrat, sont soumis à autorisation préalable du Ministère en charge des hydrocarbures.

Article 17. Inventaire

Le Contractant tiendra un inventaire permanent, en quantité et en valeur, de tous les biens meubles et immeubles affectés aux Opérations pétrolières, selon les usages généralement admis dans l'industrie pétrolière internationale. Le Contractant procédera, à des intervalles raisonnables et au moins une fois par Année civile et ce, en présence d'un représentant de l'Etat, à un inventaire physique de tous les matériels, fournitures et consommables figurant dans ses stocks constitués dans le cadre des Opérations pétrolières. Le rapprochement de l'inventaire physique et de l'inventaire comptable tel qu'il résulte des comptes, se fera par le Contractant. Un état détaillant les différences en plus ou en moins sera fourni à l'Etat.

Le Contractant apportera les ajustements nécessaires aux comptes dès la fin des opérations d'inventaire.

Chapitre III : Comptabilité générale

Article 18. Principes comptables de la comptabilité générale

18.1. La comptabilité générale enregistrant les activités des entités composant le Contractant, exercées dans le cadre du Contrat doit être conforme aux règles, principes et méthodes du plan comptable général des entreprises en vigueur en République du Niger (plan comptable SYSCOA de l'OHADA).

18.2. Toutefois, lesdites entités ont la faculté d'appliquer les règles et pratiques comptables généralement admises dans l'industrie pétrolière dans la mesure où celles-ci ne sont pas contraires au plan comptable SYSCOA.

18.3. Les réalisations au titre des Opérations pétrolières sont imputées au débit ou au crédit des comptes dès que les charges ou produits correspondants sont dus ou acquis.

18.4. Les charges et produits peuvent donc comprendre des imputations de sommes déjà payées ou encaissées et des sommes facturées mais non encore payées ou encaissées, ainsi que des imputations correspondant à des charges à payer ou à des produits à recevoir, c'est-à-dire des dettes ou créances certaines, non encore facturées et calculées sur la base des éléments d'estimation disponibles. Le Contractant fait diligence pour que toute imputation provisionnelle et dûment justifiée au cours d'une Année civile, hormis la provision constituée au titre des Travaux d'Abandon, soit régularisée au plus tard lors de la clôture de l'Année civile suivante par la comptabilisation de la charge ou du produit réel correspondant.

Article 19. Le Bilan

19.1. La comptabilité générale doit refléter fidèlement la situation patrimoniale aussi bien active que passive de chaque entité composant le Contractant, et permettre l'établissement d'un bilan annuel suffisamment détaillé pour que l'Etat puisse suivre l'évolution de chaque élément de l'actif et du passif et apprécier la situation financière du Contractant.

19.2. Les obligations relatives au bilan sont celles normalement appliquées dans le cadre des règles du plan SYSCOA et conformes aux méthodes habituellement utilisées dans l'industrie pétrolière. Chaque entité composant le Contractant devra établir périodiquement des états correspondant aux éléments de son bilan relatifs, aux actifs immobilisés et aux stocks de matériels et matiè-

res consommables acquis, construits, fabriqués, créés ou réalisés par le Contractant dans le cadre des Opérations pétrolières.

19.3. Les biens appartenant à l'Etat, en application des stipulations de l'article 27 du Contrat, sont enregistrés dans la comptabilité de chaque entité composant le Contractant de manière à faire ressortir clairement leur statut juridique et leur valeur d'acquisition, de construction ou de fabrication.

Article 20. Les comptes de résultat

20.1. Les comptes de charges

Peuvent être portés au débit des comptes de charges et pertes, par nature, toutes les charges, pertes et frais qu'ils soient effectivement payés ou simplement dus, relatifs à l'Année civile concernée, à condition qu'ils soient justifiés par les besoins des Opérations pétrolières et qu'ils incombent effectivement au Contractant, à l'exclusion de ceux dont l'imputation aux Coûts pétroliers n'est pas autorisée par les stipulations du Contrat et de la présente Annexe et les dispositions de la législation fiscale non contraires auxdites stipulations.

Les charges à payer et les produits à recevoir, c'est-à-dire les dettes et les créances certaines mais non encore facturées, payées ou encaissées, sont également pris en compte. Ils sont calculés sur la base des éléments d'estimation disponibles. Le Contractant doit faire diligence pour que toute inscription dûment justifiée de cette nature au cours d'une Année civile, hormis la provision constituée au titre des Opérations d'abandon, soit régularisée au plus tard lors de la clôture de l'Année civile suivante par la comptabilisation de la charge ou du produit réel correspondant.

20.2. Les comptes de produits

Doivent être portés au crédit des comptes de produits et profits, par nature, les produits de toutes natures, liés aux Opérations pétrolières, qu'ils soient effectivement encaissés ou exigibles par le Contractant, y compris les reprises de provisions comptabilisées en application des stipulations de la présente Annexe.

20.3. Comptabilité du CPP uniquement

Nonobstant toute disposition contraire de cette Annexe, les obligations de reporting comptable et financier visées dans cette Annexe sont limitées à celles visées dans le Contrat et ses Annexes (à l'exclusion de l'Annexe D) dans le cadre des Opérations pétrolières qui y sont visées et ne s'appliqueront pas à d'autres aspects financiers et comptables du Contractant, ainsi qu'aux activités entreprises par le Contractant transport.

Chapitre IV : États - situations

Article 21. États obligatoires

Outre les documents requis, par ailleurs, par le Contrat et la présente Annexe, le Contractant fera parvenir à l'Etat les états prévus aux articles 22 à 27 de la présente Annexe, dans les conditions, contenus et délais indiqués ci-après. Ces états préciseront le détail des travaux, dépenses, coûts, recettes et ventes enregistrés dans les comptes, documents ou rapports tenus ou établis par le Contractant et relatifs aux Opérations pétrolières.

La forme desdits documents devra être soumise à l'Etat pour validation au fur et à mesure de leur production et ce, à compter de la Date d'entrée en vigueur.

Article 22. États des Opérations de recherche

Dans les quatre-vingt-dix (90) Jours qui suivent le début du premier Trimestre d'une Année civile et dans les soixante (60) Jours qui suivent le début de chacun des trois (3) derniers Trimestres de la même Année civile, le Contractant fera parvenir à l'Etat, un état des réalisations indiquant, pour le Trimestre précédent, le

détail, la nature et les coûts des Opérations de recherche effectuées au titre de toute Zone contractuelle, et notamment relatifs :

- a) à la géologie, en distinguant les travaux de terrain des travaux de laboratoire ;
- b) à la géophysique par catégorie de travaux (sismiques, magnétométrie, gravimétrie, etc.) et par équipe ;
- c) aux traitements et retraitements des données sismiques ;
- d) aux analyses de laboratoires ;
- e) aux Forages des puits d'exploration, et ce pour chaque Puits foré ;
- f) aux Forages des puits d'évaluation, et ce pour chaque Puits foré ;
- g) aux autres travaux se rapportant à la Zone contractuelle ;
- h) aux autres travaux se rapportant aux Opérations de recherche.

Dans les quatre-vingt-dix (90) Jours qui suivent la fin d'une Année civile, le Contractant fera parvenir à l'Etat, un état des réalisations comprenant les mêmes rubriques que celles visées au premier alinéa du présent article mais relatif aux données de l'Année civile entière.

Article 23. Etats des Opérations d'exploitation

Dans les quatre-vingt-dix (90) Jours qui suivent le début du premier Trimestre d'une Année civile et dans les soixante (60) Jours qui suivent le début de chacun des trois (3) derniers Trimestres de la même Année civile, le Contractant fera parvenir à l'Etat, un état des réalisations indiquant, pour le Trimestre précédent, le détail, la nature et les coûts des Opérations de développement, des Opérations de production et, le cas échéant, les Travaux d'abandon effectuées au titre de toute Zone contractuelle et relatifs notamment :

- a) aux Forages de Puits de développement et de Production, par Réservoir et par Puits ;
- b) aux reconditionnements de Puits de développement ;
- c) aux installations, infrastructures et équipements spécifiques de développement et de production ;
- d) aux installations et moyens de transport des hydrocarbures ;
- e) aux installations de stockage des hydrocarbures.

Dans les quatre-vingt-dix (90) Jours qui suivent la fin d'une Année civile, le Contractant fera parvenir à l'Etat, un état des réalisations comprenant les mêmes rubriques que celles visées au présent article mais relatif aux données de l'Année civile entière.

Article 24. Etats de variation des comptes d'immobilisations et de stocks de matériels, fournitures et de matières consommables

Dans les quatre-vingt-dix (90) Jours qui suivent le début du premier Trimestre d'une Année Civile et dans les soixante (60) Jours qui suivent le début de chacun des trois (3) derniers Trimestres de la même Année civile, le Contractant fera parvenir à l'Etat, un état des réalisations indiquant, pour le Trimestre précédent, le détail des acquisitions et créations d'immobilisations, de matériels, de fournitures et de matières consommables nécessaires aux Opérations pétrolières par Gisement et par grandes catégories, ainsi que les sorties (cessions, pertes, destructions, mises hors service) de ces biens.

Dans les quatre-vingt-dix (90) Jours qui suivent la fin d'une Année civile, le Contractant fera parvenir à l'Etat, un état des

réalisations comprenant les mêmes rubriques que celles visées au premier alinéa du présent article mais relatif aux données de l'Année Civile entière.

Article 25. État de récupération des Coûts pétroliers et de partage de la production

Dans les trente (30) Jours qui suivent le début de chaque Trimestre, le Contractant fera parvenir à l'Etat, un état des réalisations indiquant, pour le Trimestre précédent, les informations suivantes pour toute Zone contractuelle d'Exploitation :

- a) les Coûts pétroliers restant à récupérer au début du Trimestre ;
 - b) les Coûts pétroliers afférents aux activités du Trimestre ;
 - c) les sommes venues en diminution des Coûts pétroliers au cours du Trimestre ;
 - d) les autorisations de dépenses (" Authorization for expenditures ") du Trimestre ;
 - e) un relevé de la production du Trimestre ventilée conformément aux stipulations du Paragraphe 43.2 du Contrat ;
 - f) le Prix du marché et le Prix du marché départ champ déterminés et approuvés conformément aux stipulations de l'article 39 du Contrat ;
 - g) les états contenant les calculs de la valeur de la production totale du Trimestre ventilée conformément aux stipulations du Paragraphe 43.5 du Contrat ;
 - h) les quantités de la Redevance ad valorem dues à l'Etat au titre du Trimestre précédent ;
 - i) les quantités et la valeur des hydrocarbures ayant été affectés au remboursement des Coûts pétroliers ;
 - j) le cumul, depuis la date d'attribution de l'Autorisation exclusive d'exploitation, de la valeur au Prix du marché départ champ de la part de Pétrole Brut et le cas échéant de la valeur de la part de Gaz naturel revenant au Contractant au titre du Cost oil et du Profit oil ;
 - k) le cumul, depuis la date d'attribution de l'Autorisation exclusive d'exploitation, des coûts des Opérations de développement et des coûts des Opérations de production relatifs à la Zone contractuelle d'exploitation concernée ;
 - l) le cumul, depuis la date d'attribution de l'Autorisation exclusive d'exploitation, des coûts des Travaux d'abandon de la Zone contractuelle d'exploitation concernée ;
 - m) le cumul, entre la Date d'entrée en vigueur et la date de l'octroi de l'Autorisation Exclusive d'Exploitation concernée, des coûts des Opérations de recherche à condition qu'ils n'aient pas été inclus dans les Coûts pétroliers en rapport avec une autre Zone contractuelle d'Exploitation ou expressément reportés pour inclusion dans une potentielle Zone contractuelle d'exploitation future ;
 - n) la valeur du Facteur-R applicable, déterminée conformément aux stipulations de l'article 42 du Contrat ;
 - o) les quantités et la valeur des hydrocarbures affectés, au titre du partage du Profit Oil, à chaque Partie et à chaque entité composant le Contractant ;
 - p) les Coûts pétroliers non encore recouvrés à la fin du Trimestre concerné.
- Dans les trente (30) Jours qui suivent la fin d'une Année civile, le Contractant fera parvenir à l'Etat, un état des réalisations comprenant les mêmes rubriques que celles visées au premier alinéa du présent article mais relatif aux données de l'Année civile entière.

Article 26. États des quantités d'Hydrocarbures transportées

Au plus tard le quinze (15) de chaque mois, le Contractant fera parvenir à l'Etat, un état indiquant, notamment par Autorisation exclusive d'exploitation et séparément pour le Pétrole brut et le Gaz naturel, les quantités d'hydrocarbures transportées au cours du mois précédent, entre le Point de mesurage et le Point de livraison ainsi que le Système de transport des hydrocarbures par canalisations utilisé et le prix payé pour le transport. Cet état indiquera, en outre, la répartition provisoire entre les Parties et entre les entités composant le Contractant, des quantités d'hydrocarbures ainsi transportées.

Dans les soixante (60) Jours qui suivent la fin de l'Année civile, le Contractant fera parvenir à l'Etat, un état des réalisations comprenant les mêmes rubriques que celles visées au premier alinéa du présent article mais relatif aux données de l'Année civile entière.

Article 27. États des quantités d'Hydrocarbures enlevées et de Gaz naturel torché

Au plus tard le quinze (15) de chaque mois, le Contractant fera parvenir à l'Etat, un état indiquant, notamment par Autorisation exclusive d'exploitation et séparément pour le Pétrole brut et le Gaz naturel, les quantités d'Hydrocarbures enlevées au cours du mois précédent, pour exportation ou pour livraison en application des stipulations du Contrat. Cet état indiquera, en outre, la répartition entre les Parties et entre les entités composant le Contractant, des quantités d'Hydrocarbures ainsi enlevées.

Dans les soixante (60) Jours qui suivent la fin de l'Année civile, le Contractant fera parvenir à l'Etat, un état des réalisations comprenant les mêmes rubriques que celles visées au premier alinéa du présent article mais relatif aux données de l'Année civile entière.

Au plus tard le quinze (15) de chaque mois, le Contractant fera parvenir à l'Etat, un état indiquant, les quantités de Gaz naturel brûlées à la torche au cours du mois précédent ainsi que la nature des produits de la combustion.

Dans les soixante (60) Jours qui suivent la fin de l'Année civile, le Contractant fera parvenir à l'Etat, un état des réalisations comprenant les mêmes rubriques que celles visées au troisième alinéa du présent article mais relatif aux données de l'Année civile entière.

CHAPITRE V : AUDITS-SUIVI-CONTROLES PAR L'ETAT

Article 28. Droit d'audit et d'inspection de l'Etat

28.1. Sous réserve des stipulations des Paragraphes 28.3 et 28.4 de la présente Annexe et à condition de le notifier au Contractant au moins trente (30) Jours avant la date prévue pour le début des opérations concernées, l'Etat a le droit de procéder, pendant les heures ouvrables, à l'inspection et à l'audit de toute pièce, et de tout document comptable relatifs aux Opérations pétrolières, notamment et sans que cette liste ne soit limitative :

- a) les archives et registres comptables ;
- b) les factures ;
- c) les bons de paiement ;
- d) les notes de débit ;
- e) les listes de prix ;
- f) les rapports sur les mouvements des fonds
- g) et toute documentation similaire.

Le Contractant mettra à la disposition des agents de l'Etat ou des auditeurs mandatés à l'effet de procéder aux opérations d'ins-

pection ou d'audit, l'ensemble des pièces et documents comptables qui lui seront demandés, à son siège social ou dans son établissement principal en République du Niger.

De plus, les agents ou auditeurs pourront, dans le cadre de l'exécution de leurs missions, inspecter en tout temps les chantiers, lieux de travail, entrepôts et bureaux du Contractant affectés directement ou indirectement à la conduite des Opérations pétrolières. Ils pourront poser toute question au personnel responsable.

28.2. L'Etat pourra exécuter les audits lui-même ou par l'intermédiaire d'un cabinet d'audit habilité à cet effet. Les audits réalisés doivent être conduits conformément aux normes internationales en matière d'audit.

28.3. A l'issue de la période initiale de l'Autorisation exclusive de recherche et de chacune des périodes de renouvellement de la durée de validité de ladite autorisation, l'Etat réalisera un audit des états visés aux articles 24 et 25 de l'Annexe afférents aux Opérations pétrolières de ladite autorisation engagée sur la période écoulée. Chaque audit devra être commencé dans les dix-huit (18) mois qui suivent la fin de la période concernée.

28.4. Dès l'attribution d'une Autorisation exclusive d'exploitation, l'Etat réalisera un audit des états visés aux articles 24 et 25 de l'Annexe afférents aux Opérations pétrolières de ladite autorisation pour chaque Année civile. A moins que les Parties en aient convenu autrement, l'Etat dispose d'un délai de dix-huit (18) mois suivant la fin de chaque Année civile pour commencer tout audit de l'Année civile en question.

28.5. Si l'Etat n'effectue pas un audit des Coût pétroliers dans le délai prévu aux paragraphes 28.3 et 28.4 de la présente Annexe, les états visés aux articles 24 à 25 de l'Annexe seront réputés exacts et définitifs.

28.6. Le Contractant mettra à la disposition de l'Etat, un budget qui sera consacré aux audits visés aux paragraphes 28.3 et 28.4 ci-dessus. Ce budget constitue un Coût pétrolier. Le montant dudit budget s'élèvera à :

a) deux cent mille (200 000) Dollars pour chacune des Années civiles au cours de laquelle les audits seront réalisés dans le cadre de l'Autorisation exclusive de recherche ;

b) quatre cent mille (400 000) Dollars pour chacune des Années civiles au cours de laquelle les audits seront réalisés dans le cadre de chaque Autorisation exclusive d'exploitation.

Ces montants sont stipulés hors frais de transport et hors frais de vie lesquels sont pris en charge par le Contractant, pour quatre (4) agents de l'Etat ou auditeurs, étant précisé en ce qui concerne le transport aérien et terrestre, que les allers et retours devront être effectués par la voie la plus directe jusqu'au lieu d'audit.

Les budgets d'audits prévus au présent paragraphe seront actualisés annuellement à compter de la Date d'entrée en vigueur, par application de l'indice défini au Paragraphe 61.4 du Contrat.

Le Contractant paiera les dépenses visées au présent paragraphe sur un Compte agréé trésor public dont les coordonnées lui seront communiquées au plus tard quinze (15) jours avant la date d'échéance du paiement concerné. Cependant si le Ministre chargé des hydrocarbures, en fait la demande, le Contractant paiera lesdites dépenses, directement aux prestataires chargés par l'Etat de réaliser tout ou partie de l'audit, sous réserve du respect de la procédure prévue au Paragraphe 60.7 du Contrat.

28.7. Les observations d'audit sont relevées par écrit, et notifiées au Contractant dans un délai de quatre-vingt-dix (90) Jours à compter de la date de la fin de la mission d'audit. Elles font l'objet d'un échange de lettres entre le Contractant et l'Etat. Faute d'avoir relevé une ou plusieurs exceptions d'audit dans les délais sus-

indiqués, le principe est acquis que les états visés aux articles 24 à 25 de la présente Annexe sont fiables et réguliers.

Le Contractant répondra à toutes lettres d'observations reçues en vertu du premier alinéa du présent paragraphe, dans un délai de quatre-vingt-dix (90) Jours à compter de la date de sa réception. Faute pour le Contractant d'avoir répondu dans le délai précité, l'exception d'audit sera réputée acceptée.

Tous les ajustements acceptés suite à un audit et tous ceux qui résultent des observations retenues seront mis en application sans délai dans les états et la comptabilité du Contractant. Tous les paiements éventuels dus à l'Etat et résultant des ajustements susmentionnés seront réglés dans un délai de trente (30) Jours à compter de la date de la notification de ces ajustements.

Si le Contractant et l'Etat ne parviennent pas à un accord sur les ajustements à apporter aux comptes, ils pourront soumettre le différend pour résolution à la Procédure d'arbitrage prévue à l'Article 59 du Contrat. S'il subsiste des problèmes relatifs à l'audit, le Contractant conservera les pièces y afférentes, mais autorisera leur examen tant que le différend ne sera pas résolu.

ANNEXE C

Régime du transport des hydrocarbures par canalisations

Le Contractant envisage une phase de développement à long terme qui passera, le cas échéant lorsque des réserves suffisantes auront été mises en évidence, par la construction d'un ou plusieurs Systèmes de transport des hydrocarbures par canalisations permettant l'évacuation du Pétrole brut aux Points de livraisons situés sur le territoire nigérien ou sur le territoire d'autres États. Ces Opérations de transport seront réalisées par le Contractant transport.

Les termes précédés d'une majuscule ont la signification qui leur est attribuée dans le Contrat, sous réserve des définitions particulières prévues dans cette Annexe.

Article 1. Régime légal des activités de transport

Les Parties ont constaté que la législation en vigueur au Niger ne couvrira pas totalement l'environnement juridique nécessaire à la conduite des Opérations de transport, qui constituent pourtant un élément indissociable à l'exécution du Contrat et sont par ailleurs essentielles à la satisfaction de l'intérêt national de la République du Niger, lui permettant de devenir un pays producteur de pétrole.

La conduite des Opérations de transport suppose la survenance des éléments suivants :

- l'octroi au profit du Contractant transport d'une ou de plusieurs Autorisations de transport intérieur conformément au Code pétrolier ;

- la conclusion d'une Convention de transport entre l'Etat et le Contractant transport attachée à l'Autorisation de transport intérieur considérée ; et

- pour les Points de livraison qui sont situés hors du territoire national, la négociation, la conclusion et l'entrée en vigueur d'un ou plusieurs Accords Internationaux de transport entre l'Etat et un ou plusieurs États étrangers.

L'Etat et le Contractant coopéreront mutuellement afin de négocier et de parvenir à la finalisation des Accords internationaux de transport avec les États étrangers concernés. L'Etat fera ses meilleurs efforts pour que le Contractant transport puisse obtenir, dans tel ou tel autre État étranger et sous réserve du respect par le Contractant transport de la législation de l'Etat étranger concerné, toutes

autorisations ou permis requis par ledit État étranger relativement au Système de transport pour l'export. Les obligations de l'Etat au titre du présent alinéa sont des obligations de moyens et non de résultat.

Pour éviter toute difficulté ou retard lors de la demande et de l'octroi d'une Autorisation de transport intérieur, les Parties sont convenues de déterminer à l'avance, dans le cadre de la présente Annexe, les principes sur lesquels ladite Convention de transport sera négociée.

Article 2. Convention de transport

Sous réserve des précisions de la présente Annexe, la Convention de transport est négociée entre les Parties sur la base des conditions juridiques, économiques, fiscales, douanières et de change prévues par le Code pétrolier en matière de transport des hydrocarbures et par le Contrat, étant précisé qu'elle ne crée pas d'obligations supplémentaires à la charge du Contractant transport en plus de celles prévues par le Code pétrolier.

2.1. Régime fiscal

Le régime fiscal des Opérations de transport est établi sur la base des dispositions fiscales du Code pétrolier applicables au Contractant transport. Sans préjudice des avantages qui lui sont conférés par le Code pétrolier, en application des dispositions de son l'article 108, la Convention de transport conférera de plein droit au Contractant Transport, à compter de sa date d'entrée en vigueur, l'agrément au régime conventionnel du Code des investissements, et bénéficiera par conséquent des exonérations fiscales et douanières suivantes :

- Pendant la phase de construction du Système de transport des hydrocarbures par canalisations :

- exonération totale des droits et taxes perçus par l'Etat y compris la taxe sur la valeur ajoutée sur les travaux et services concourant directement aux Opérations de transport ;

- exonération totale des droits et taxes de douanes, y compris la taxe sur la valeur ajoutée, à l'exclusion de la Redevance statistique, du Prélèvement communautaire, du Prélèvement communautaire de solidarité et de la Taxe de l'Union Africaine, sur les matériels, matériaux, équipements et outillages importés et concourant directement aux Opérations de transport. Toutefois, en cas de disponibilité des produits équivalents fabriqués localement, l'importation des matériels, matériaux, outillages et équipements ne donne pas lieu à l'exonération.

- Pendant la phase d'exploitation du Système de transport des hydrocarbures par canalisations jusqu'à la dixième année à compter de la date d'entrée en vigueur de la Convention de transport :

- exonération totale de l'impôt minimum forfaitaire, de la taxe professionnelle et de la taxe immobilière.

- Pendant toute la durée de validité de l'Autorisation de transport :

- exonération de Taxe sur la valeur ajoutée sur les travaux et services concourant directement aux Opérations de transport pendant toute la durée de validité de l'Autorisation de transport

Pour l'application des stipulations du présent article, le Contractant transport devra remplir les conditions fixées à l'article 42 du Code des investissements. Ainsi, entre autres, les opérations résultant de la construction et de l'exploitation de chaque Système de transport des hydrocarbures par canalisations devront faire l'objet d'une comptabilité séparée tenue par le Contractant transport en français.

Les activités exercées par le Contractant transport sur le territoire de la République du Niger autres que les Opérations de transport ne sont pas soumises aux dispositions de la présente Annexe. Elles sont imposables conformément aux dispositions de droit commun des Lois en vigueur.

L'Etat s'engage à, et se porte fort de l'adoption, suivant les modalités prévues par les Lois en vigueur relatives aux lois de finances, de dispositions législatives octroyant au Contractant transport les exonérations de taxe sur la valeur ajoutée prévues au présent Paragraphe.

2.2. Droit de transit

Le Contractant transport sera exonéré de tout droit de transit sur le transport des hydrocarbures extraits sur le territoire de la République du Niger. Le Contractant transport sera soumis à un droit de transit pour les hydrocarbures provenant de pays tiers, commercialisés en République du Niger ou transitant par le territoire de la République du Niger et transportés par le Contractant transport à l'intérieur du territoire de la République du Niger par le Système de transport pour l'export. Le montant d'un tel droit de transit sera fixé, au cas par cas, par la Convention de transport correspondante, en considération de l'importance et des retombées économiques du Système de transport des hydrocarbures par canalisations concerné, des avantages et des priviléges demandés et accordés par l'Etat.

2.3. Tarif de transport

La Convention de transport détermine le montant du tarif de transport, sur la base des éléments figurant au Paragraphe 18.3 du Contrat. Tout différend à cet égard est soumis à la Procédure d'expertise.

2.4. Régime douanier

Le Contractant transport et ses sous-traitants bénéficient, pendant toute la période de construction de chaque Système de transport des hydrocarbures par canalisations, d'un régime douanier identique à celui prévu par le Code pétrolier pour les Titulaires d'autorisations exclusives d'exploitation et leurs sous-traitants.

2.5. Clause de stabilité

La Convention de transport devra comporter une clause identique à l'article 58 du Contrat, mutatis mutandis, prévoyant la stabilisation des règles juridiques, économiques, fiscales, douanières et du régime des changes à la Date d'entrée en vigueur.

2.6. Sous-contractants

Les sous contractants pour chaque Système de transport des hydrocarbures par canalisations seront sélectionnés sur appel d'offres international.

Arrêté n° 24/MPe/SG/DGH/DCEPP/DL du 26 mars 2024 portant attribution de l'Autorisation exclusive de recherche dénommée " R 5 6 7 " à la Société nigérienne de pétrole S.A

Le Ministre du pétrole,

Vu la Proclamation du Conseil national pour la sauvegarde de la patrie (CNSP) ;

Vu l'ordonnance n° 2023-01 du 28 juillet 2023 portant suspension de la Constitution du 25 novembre 2010 et créant le CNSP ;

Vu l'ordonnance n° 2023-02 du 28 juillet 2023 portant organisation des pouvoirs publics pendant la transition ;

Vu la loi n°2017-63 du 14 août 2017 portant Code pétrolier ;

Vu le décret n° 2018-659/PRN/MPe du 25 septembre 2018 portant modalités d'application de la loi n°2017-63 du 14 août 2017, portant Code Pétrolier ;

Vu le décret n° 2023-20/P/CNSP du 07 août 2023 portant nomination du Premier Ministre ;

Vu le décret n° 2023-35/P/CNSP du 09 août 2023 portant nomination des Membres du Gouvernement modifié par le décret n° 2024-153 /P/CNSP du 19 février 2024 ;

Vu le décret n° 2023-068/P/CNSP du 08 septembre 2023, portant organisation du Gouvernement et fixant les attributions des Ministres d'Etat, des Ministres et du Ministre délégué, modifié par le décret n° 2023-177 /P/CNSP du 14 octobre 2023 ;

Vu le décret n° 2024-197/P/CNSP/MPe du 02 mars 2024, portant approbation du Contrat de Partage de Production (CPP), entre la République du Niger et la Société nigérienne de pétrole (SONIDEP) S.A, relatif aux blocs pétroliers R5, R6 et R7 ;

Vu le Contrat de partage de production (CPP), entre la République du Niger et la Société nigérienne de pétrole (SONIDEP) S.A, relatif aux blocs pétroliers R5, R6 et R7, signé le 25 mars 2024.

Sur proposition du Directeur général des hydrocarbures ;

Arrête :

Article premier : Il est accordé une Autorisation exclusive de recherche pour hydrocarbures dénommée " R 5 6 7 " sur un périmètre dont la superficie totale est égale à 10 929 kilomètres carrés, à la Société nigérienne de pétrole, (SONIDEP S.A), société anonyme, ayant son siège à Niamey Bas, rue n° 361 NB1, Avenue Abdoulaye Fadiga, BP 11702 Niamey (Niger).

Art. 2 : Les coordonnées du périmètre de l'Autorisation exclusive de recherche sont définies comme suit :

Pour le Bloc R5 : Superficie réputée égale à environ 2691 kilomètres carrés et ses coordonnées sont les suivantes :

| Points | Latitude | Longitude |
|---------------|-----------------|------------------|
| 1 | 16° 22' 13" | 12° 15' 29" |
| 2 | 16° 22' 13" | 12° 21' 32" |
| 3 | 16° 11' 34" | 12° 21' 32" |
| 4 | 16° 11' 34" | 12° 26' 09" |
| 5 | 16° 06' 48" | 12° 26' 09" |
| 6 | 16° 06' 48" | 12° 31' 04" |
| 7 | 16° 01' 55" | 12° 31' 04" |
| 8 | 16° 01' 55" | 12° 41' 42" |
| 9 | 15° 51' 42" | 12° 41' 42" |
| 10 | 15° 51' 42" | 12° 49' 51" |
| 11 | 15° 43' 52" | 12° 49' 51" |
| 12 | 15° 43' 52" | 12° 56' 00" |
| 13 | 15° 37' 29" | 12° 56' 00" |
| 14 | 15° 37' 29" | 12° 59' 00" |
| 15 | 15° 34' 00" | 12° 59' 00" |
| 16 | 15° 34' 00" | 13° 02' 00" |
| 17 | 15° 31' 00" | 13° 02' 00" |
| 18 | 15° 31' 00" | 13° 03' 00" |
| 19 | 15° 29' 00" | 13° 03' 00" |

| | | |
|----|-------------|-------------|
| 20 | 15° 29' 00" | 13° 04' 00" |
| 21 | 15° 28' 00" | 13° 04' 00" |
| 22 | 15° 28' 00" | 13° 05' 00" |
| 23 | 15° 27' 29" | 13° 05' 00" |
| 24 | 15° 27' 29" | 12° 58' 00" |
| 25 | 15° 22' 19" | 12° 58' 00" |
| 26 | 15° 22' 19" | 12° 53' 34" |
| 27 | 15° 27' 26" | 12° 53' 34" |
| 28 | 15° 27' 26" | 12° 49' 05" |
| 29 | 15° 37' 20" | 12° 49' 05" |
| 30 | 15° 37' 20" | 12° 42' 25" |
| 31 | 15° 31' 04" | 12° 42' 25" |
| 32 | 15° 31' 04" | 12° 37' 43" |
| 33 | 15° 35' 19" | 12° 37' 43" |
| 34 | 15° 35' 19" | 12° 31' 05" |
| 35 | 15° 49' 46" | 12° 31' 05" |
| 36 | 15° 49' 46" | 12° 27' 12" |
| 37 | 15° 51' 45" | 12° 27' 12" |
| 38 | 15° 51' 45" | 12° 23' 03" |
| 40 | 15° 54' 31" | 12° 23' 03" |
| 41 | 15° 54' 31" | 12° 20' 00" |
| 42 | 16° 00' 00" | 12° 20' 00" |
| 43 | 16° 00' 00" | 12° 14' 29" |
| 44 | 16° 03' 16" | 12° 14' 29" |
| 45 | 16° 03' 16" | 12° 18' 16" |
| 46 | 16° 07' 11" | 12° 18' 16" |
| 47 | 16° 07' 11" | 12° 13' 24" |
| 48 | 16° 17' 11" | 12° 13' 24" |
| 49 | 16° 17' 11" | 12° 07' 03" |
| 50 | 16° 34' 45" | 12° 07' 03" |
| 51 | 16° 34' 45" | 12° 13' 24" |
| 52 | 16° 38' 55" | 12° 13' 24" |
| 53 | 16° 38' 55" | 12° 19' 56" |
| 54 | 16° 30' 19" | 12° 19' 56" |
| 55 | 16° 30' 19" | 12° 15' 29" |

Du périmètre ci-dessus sont exclus les périmètres suivants :

| Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
|--------|---------------|--------------|
| A | 12°56' | 15°40' |
| B | 12°54' | 15°40' |
| C | 12°54' | 15°36' |
| D | 12°55' | 15°36' |
| E | 12°55' | 15°34' |
| F | 12°56' | 15°34' |
| Sokor | G | 12°56' |
| | | 15°31' |

| | | |
|---|--------|--------|
| H | 12°57' | 15°31' |
| I | 12°57' | 15°30' |
| J | 12°58' | 15°30' |
| K | 12°58' | 15°33' |
| L | 12°57' | 15°33' |
| M | 12°57' | 15°36' |
| N | 12°56' | 15°36' |

| Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
|--------|---------------|--------------|
| A | 12°25' | 16°11' |
| B | 12°23' | 16°11' |
| C | 12°23' | 16°10' |
| D | 12°24' | 16°10' |
| Tairas | E | 12°24' |
| | F | 12°26' |
| | G | 12°26' |
| | H | 12°25' |

| Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
|-----------|---------------|--------------|
| A | 12°34' | 16°01' |
| B | 12°33' | 16°01' |
| C | 12°33' | 15°57' |
| D | 12°34' | 15°57' |
| Goumeri | E | 12°34' |
| Goumeri E | F | 12°35' |
| | G | 12°35' |
| | H | 12°37' |
| | I | 12°37' |
| | J | 12°38' |
| | K | 12°38' |
| | L | 12°39' |
| | M | 12°39' |
| | N | 12°38' |
| | O | 12°38' |
| | P | 12°37' |
| | Q | 12°37' |
| | R | 12°36' |
| | S | 12°36' |
| | T | 12°35' |
| | U | 12°35' |
| | V | 12°34' |

| | | |
|---|--------|-----------------|
| A | 12°45' | 15°51'41.7523"N |
| B | 12°44' | 15°51'41.7523"N |
| C | 12°44' | 15°49' |
| D | 12°45' | 15°49' |

| | | | |
|-----------------|----------------------|---------------------|----------------|
| | E | 12°45' | 15°47' |
| | F | 12°46' | 15°47' |
| | G | 12°46' | 15°44' |
| | H | 12°47' | 15°44' |
| <i>Agadi</i> | I | 12°47' | 15°41' |
| <i>Agadi E</i> | J | 12°48' | 15°41' |
| | K | 12°48' | 15°39' |
| | L | 12°50' | 15°39' |
| | M | 12°50' | 15°41' |
| | N | 12°49' | 15°41' |
| | O | 12°49' | 15°45' |
| | P | 12°49'50.9851" | 15°44'59.9915" |
| | Q | 12°49'50.8358" | 15°47'59.9913" |
| | R | 12°49' | 15°48?' |
| | S | 12°49' | 15°49' |
| | T | 12°46' | 15°49' |
| | U | 12°46' | 15°50' |
| | V | 12°45' | 15°50' |
| <i>Points</i> | <i>Longitude (E)</i> | <i>Latitude (N)</i> | |
| | A | 12°24' | 16°8' |
| | B | 12°23' | 16°8' |
| | C | 12°23' | 16°6' |
| <i>Tairas S</i> | D | 12°24' | 16°6' |
| | E | 12°24' | 16°5' |
| | F | 12°26' | 16°5' |
| | G | 12°26' | 16°7' |
| | H | 12°24' | 16°7' |
| <i>Points</i> | <i>Longitude (E)</i> | <i>Latitude (N)</i> | |
| | A | 12°30' | 16°02' |
| | B | 12°27' | 16°02' |
| | C | 12°27' | 16°01' |
| | D | 12°23' | 16°01' |
| | E | 12°23' | 16°00' |
| | F | 12°22' | 16°00' |
| | G | 12°22' | 15°59' |
| | H | 12°21' | 15°59' |
| | I | 12°21' | 16°03' |
| | J | 12°19' | 16°03' |
| | K | 12°19' | 16°00' |
| | L | 12°20' | 16°00' |
| | M | 12°20' | 15°58' |
| | N | 12°21' | 15°58' |
| <i>Dougoule</i> | O | 12°21' | 15°56' |
| <i>Mouskara</i> | P | 12°22' | 15°56' |

| | | | |
|------------------|----------------------|---------------------|--------|
| | Q | 12°22' | 15°55' |
| | R | 12°23'02.9876" | 15°55' |
| | S | 12°23'03.1702" | 15°54' |
| | T | 12°24' | 15°54' |
| | U | 12°24' | 15°52' |
| | V | 12°25' | 15°52' |
| | W | 12°25' | 15°53' |
| | X | 12°30' | 15°53' |
| | Y | 12°30' | 15°55' |
| | Z | 12°33' | 15°55' |
| | A1 | 12°33' | 15°56' |
| | B1 | 12°32' | 15°56' |
| | C1 | 12°32' | 15°58' |
| | D1 | 12°31' | 15°58' |
| | E1 | 12°31' | 16°00' |
| | F1 | 12°30' | 16°00' |
| <i>Points</i> | <i>Longitude (E)</i> | <i>Latitude (N)</i> | |
| | A | 12°34' | 15°46' |
| | B | 12°32' | 15°46' |
| <i>Jaouro</i> | C | 12°32' | 15°44' |
| | D | 12°33' | 15°44' |
| | E | 12°33' | 15°43' |
| | F | 12°34' | 15°43' |
| <i>Points</i> | <i>Longitude (E)</i> | <i>Latitude (N)</i> | |
| | A | 12°35' | 15°50' |
| | B | 12°34' | 15°50' |
| | C | 12°34' | 15°47' |
| | D | 12°35' | 15°47' |
| <i>Faringa W</i> | E | 12°35' | 15°45' |
| | F | 12°37' | 15°45' |
| | G | 12°37' | 15°47' |
| | H | 12°36' | 15°47' |
| | I | 12°36' | 15°49' |
| | J | 12°35' | 15°49' |
| <i>Points</i> | <i>Longitude (E)</i> | <i>Latitude (N)</i> | |
| | A | 12°40' | 15°52' |
| | B | 12°38' | 15°52' |
| | C | 12°38' | 15°49' |
| | D | 12°39' | 15°49' |
| | E | 12°39' | 15°47' |
| | F | 12°40' | 15°47' |
| | G | 12°40' | 15°46' |
| <i>Faringa</i> | H | 12°41' | 15°46' |
| | I | 12°41' | 15°45' |

| J | 12°43' | 15°45' |
|-----------------|---------------|--------------|
| K | 12°43' | 15°47' |
| L | 12°42' | 15°47' |
| M | 12°42' | 15°48' |
| N | 12°41' | 15°48' |
| O | 12°41' | 15°50' |
| P | 12°40' | 15°50' |
| Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| A | 12°35' | 15°41' |
| B | 12°34' | 15°41' |
| C | 12°34' | 15°40' |
| Bokora | D | 12°33' |
| Bokora E | E | 12°33' |
| | F | 12°31'5.00" |
| | G | 12°31'5.00" |
| | H | 12°32' |
| | I | 12°32' |
| | J | 12°36' |
| | K | 12°36' |
| | L | 12°35' |
| Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| A | 12°41' | 15°44' |
| B | 12°39' | 15°44' |
| C | 12°39' | 15°43' |
| D | 12°38' | 15°43' |
| E | 12°38' | 15°44' |
| F | 12°36' | 15°44' |
| G | 12°36' | 15°43' |
| H | 12°37' | 15°43' |
| I | 12°37' | 15°41' |
| J | 12°38' | 15°41' |
| K | 12°38' | 15°39' |
| Gololo | L | 12°39' |
| | M | 12°39' |
| | N | 12°40' |
| | O | 12°40' |
| | P | 12°39' |
| | Q | 12°39' |
| | R | 12°40' |
| | S | 12°40' |
| | T | 12°42' |
| | U | 12°42' |
| | V | 12°41' |
| | W | 12°41' |

| X | 12°43' | 15°39' |
|------------------|-----------------|-----------------|
| Y | 12°43' | 15°42' |
| Z | 12°42' | 15°42' |
| A1 | 12°42' | 15°43' |
| B1 | 12°41' | 15°43' |
| Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| C1 | 12°46' | 15°40' |
| D1 | 12°45' | 15°40' |
| Gololo SE | E1 | 12°45' |
| | F1 | 12°46' |
| Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| A | 12°55' | 15°30' |
| Sokor SW | B | 12°53' |
| | C | 12°53' |
| | D | 12°55' |
| Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| A | 12°55' | 15°26' |
| B | 12°54' | 15°26' |
| C | 12°54' | 15°23' |
| Sokor SD | D | 12°56' |
| | E | 12°56' |
| | F | 12°55' |
| Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| A | 12°18' | 16°37' |
| B | 12°17' | 16°37' |
| C | 12°17' | 16°34' |
| D | 12°18' | 16°34' |
| E | 12°18' | 16°33' |
| Ourtinga | F | 12°19'56.6885"E |
| | G | 12°19'56.2751"E |
| | H | 12°19' |
| | I | 12°19' |
| | J | 12°18' |
| Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| A | 12°10' | 16°34'45.0678"N |
| B | 12°08' | 16°34'44.5779"N |
| C | 12°08' | 16°32' |
| D | 12°07'02.7856"E | 16°32' |
| Imari E | E | 12°07'03.0581"E |
| | F | 12°08' |
| | G | 12°08' |
| | H | 12°09' |
| | I | 12°09' |
| | J | 12°10' |

| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
|-------------------|---------------|----------------------|---------------------|
| Imari SE | A | 12°09' | 16°29' |
| | B | 12°07'03.7101" | 16°29'00.0157" |
| | C | 12°07'04.2528" | 16°27'00.0179" |
| | D | 12°09' | 16°27' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| Imari S | A | 12°12' | 16°24' |
| | B | 12°10' | 16°24' |
| | C | 12°10' | 16°21' |
| | D | 12°12' | 16°21' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| Dinga | A | 12°15'27.5728"E | 16°23' |
| | B | 12°14' | 16°23' |
| | C | 12°14' | 16°21' |
| | D | 12°15' | 16°21' |
| F | E | 12°15' | 16°20' |
| | F | 12°16' | 16°20' |
| | G | 12°16' | 16°22'13.1151"N |
| | H | 12°15'27.5728"E | 16°22'13.1151"N |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| Dinga Deep | A | 12°20' | 16°18' |
| | B | 12°18' | 16°18' |
| | C | 12°18' | 16°15' |
| | D | 12°19' | 16°15' |
| E | E | 12°19' | 16°14' |
| | F | 12°20' | 16°14' |
| | G | 12°20' | 16°13' |
| | H | 12°21' | 16°13' |
| I | I | 12°21' | 16°16' |
| | J | 12°20' | 16°16' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| Karam-I | A | 12°16' | 16°15' |
| | B | 12°15' | 16°15' |
| | C | 12°15' | 16°11' |
| | D | 12°16' | 16°11' |
| F | E | 12°16' | 16°10' |
| | F | 12°17' | 16°10' |
| | G | 12°17' | 16°14' |
| | H | 12°16' | 16°14' |

Bloc R6 :

La Bloc R6 est d'une superficie d'environ 4 490 km² et ses coordonnées sont les suivantes :

| Points | Latitude | Longitude |
|---------------|-----------------|------------------|
| 1 | 17° 05' 00" | 12° 20' 00" |

| | | |
|----|-------------|-------------|
| 2 | 16° 55' 00" | 12° 20' 00" |
| 3 | 16° 55' 00" | 12° 25' 00" |
| 4 | 16° 50' 00" | 12° 25' 00" |
| 5 | 16° 50' 00" | 12° 35' 00" |
| 6 | 16° 45' 00" | 12° 35' 00" |
| 7 | 16° 45' 00" | 12° 40' 00" |
| 8 | 16° 40' 00" | 12° 40' 00" |
| 9 | 16° 40' 00" | 12° 45' 00" |
| 10 | 16° 35' 00" | 12° 45' 00" |
| 11 | 16° 35' 00" | 12° 50' 00" |
| 12 | 16° 30' 00" | 12° 50' 00" |
| 13 | 16° 30' 00" | 13° 00' 00" |
| 14 | 16° 20' 00" | 13° 00' 00" |
| 15 | 16° 20' 00" | 13° 05' 00" |
| 16 | 16° 10' 00" | 13° 05' 00" |
| 17 | 16° 10' 00" | 13° 10' 00" |
| 18 | 16° 00' 00" | 13° 10' 00" |
| 19 | 16° 00' 00" | 13° 20' 00" |
| 20 | 15° 45' 00" | 13° 20' 00" |
| 21 | 15° 45' 00" | 13° 25' 42" |
| 22 | 15° 38' 14" | 13° 25' 42" |
| 23 | 15° 38' 14" | 13° 29' 28" |
| 24 | 15° 32' 09" | 13° 29' 28" |
| 25 | 15° 32' 09" | 13° 46' 36" |
| 26 | 15° 28' 04" | 13° 46' 36" |
| 27 | 15° 28' 04" | 13° 52' 10" |
| 28 | 15° 19' 13" | 13° 52' 10" |
| 29 | 15° 19' 13" | 13° 45' 54" |
| 30 | 15° 24' 02" | 13° 45' 54" |
| 31 | 15° 24' 02" | 13° 37' 40" |
| 32 | 15° 28' 24" | 13° 37' 40" |
| 33 | 15° 28' 24" | 13° 32' 14" |
| 34 | 15° 23' 34" | 13° 32' 14" |
| 35 | 15° 23' 34" | 13° 27' 30" |
| 36 | 15° 24' 00" | 13° 27' 30" |
| 37 | 15° 24' 00" | 13° 27' 00" |
| 38 | 15° 28' 00" | 13° 27' 00" |
| 39 | 15° 28' 00" | 13° 12' 56" |
| 40 | 15° 27' 29" | 13° 12' 56" |
| 41 | 15° 27' 29" | 13° 05' 00" |
| 42 | 15° 28' 00" | 13° 05' 00" |
| 43 | 15° 28' 00" | 13° 04' 00" |
| 44 | 15° 29' 00" | 13° 04' 00" |
| 45 | 15° 29' 00" | 13° 03' 00" |

| | | |
|----|-------------|-------------|
| 46 | 15° 31' 00" | 13° 03' 00" |
| 47 | 15° 31' 00" | 13° 02' 00" |
| 48 | 15° 34' 00" | 13° 02' 00" |
| 49 | 15° 34' 00" | 12° 59' 00" |
| 50 | 15° 37' 29" | 12° 59' 00" |
| 51 | 15° 37' 29" | 13° 02' 41" |
| 52 | 16° 06' 55" | 13° 02' 41" |
| 53 | 16° 06' 55" | 12° 58' 40" |
| 54 | 16° 20' 00" | 12° 58' 40" |
| 55 | 16° 20' 00" | 12° 53' 37" |
| 56 | 16° 14' 49" | 12° 53' 37" |
| 57 | 16° 14' 49" | 12° 47' 35" |
| 58 | 16° 21' 00" | 12° 47' 35" |
| 59 | 16° 21' 00" | 12° 42' 30" |
| 60 | 16° 27' 42" | 12° 42' 30" |
| 61 | 16° 27' 42" | 12° 34' 00" |
| 62 | 16° 41' 10" | 12° 34' 00" |
| 63 | 16° 41' 10" | 12° 22' 30" |
| 64 | 16° 46' 17" | 12° 22' 30" |
| 65 | 16° 46' 17" | 12° 18' 37" |
| 66 | 16° 53' 30" | 12° 18' 37" |
| 67 | 16° 53' 30" | 12° 12' 00" |
| 68 | 16° 57' 23" | 12° 12' 00" |
| 69 | 16° 57' 23" | 12° 05' 00" |
| 70 | 17° 05' 00" | 12° 05' 00" |

Du périmètre ci-dessus sont exclus les périmètres suivants :

| Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
|--------|---------------|--------------|
| A | 13°03' | 15°36' |
| B | 13°01' | 15°36' |
| C | 13°01' | 15°35' |
| D | 13°00' | 15°35' |
| E | 13°00' | 15°37' |
| F | 12°59' | 15°37' |
| G | 12°59' | 15°34' |
| H | 13°02' | 15°34' |
| I | 13°02' | 15°31' |
| J | 13°03' | 15°31' |
| K | 13°03' | 15°29' |
| L | 13°04' | 15°29' |
| M | 13°04' | 15°28' |
| N | 13°05' | 15°28' |
| O | 13°05' | 15°31' |
| P | 13°04' | 15°31' |
| Q | 13°04' | 15°34' |

| <i>Gani E</i> | R | 13°03' | 15°34' |
|------------------|---------------|---------------|--------------|
| | S | 13°09' | 15°34' |
| | T | 13°08' | 15°34' |
| | U | 13°08' | 15°30' |
| | V | 13°09' | 15°30' |
| | W | 13°09' | 15°32' |
| | X | 13°10' | 15°32' |
| | Y | 13°10' | 15°33' |
| | Z | 13°09' | 15°33' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| <i>Gani ND</i> | A | 13°4' | 15°40' |
| | B | 13°3' | 15°40' |
| | C | 13°3' | 15°38' |
| | D | 13°4' | 15°38' |
| | E | 13°4' | 15°37' |
| | F | 13°5' | 15°37' |
| | G | 13°5' | 15°39' |
| | H | 13°4' | 15°39' |
| Points | Longitude (E) | Latitude (N) | |
| <i>Ounissoui</i> | A | 12°09' | 17°02' |
| | B | 12°07' | 17°02' |
| | C | 12°07' | 16°59' |
| | Ounissoui SW | D | 12°10' |
| <i>Madama NW</i> | E | 12°10' | 16°59' |
| | F | 12°10' | 17°01' |
| | G | 12°09' | 17°01' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| <i>Admer N</i> | A | 12°38' | 16°36' |
| | B | 12°36' | 16°36' |
| | C | 12°36' | 16°34' |
| | D | 12°37' | 16°34' |
| | E | 12°37' | 16°33' |
| | F | 12°38' | 16°33' |
| | G | 12°38' | 16°31' |
| | H | 12°41' | 16°31' |
| | I | 12°41' | 16°32' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |

| | | | | |
|--|--|----------|--------|--|
| | S | 12°45' | 16°27' | |
| | T | 12°46' | 16°27' | |
| Points Longitude (E) Latitude (N) | | | | |
| Gabobl W | A | 12°44' | 16°35' | |
| | B | 12°43' | 16°35' | |
| | C | 12°43' | 16°34' | |
| | D | 12°44' | 16°34' | |
| Points Longitude (E) Latitude (N) | | | | |
| Dibeilla N | A | 12°57' | 16°27' | |
| | B | 12°56' | 16°27' | |
| | C | 12°56' | 16°24' | |
| | D | 12°57' | 16°24' | |
| Dibeilla NE | | | | |
| Admer | E | 12°57' | 16°22' | |
| | F | 12°58' | 16°22' | |
| | G | 12°58' | 16°21' | |
| | H | 12°59' | 16°21' | |
| | I | 12°59' | 16°22' | |
| | J | 13°00' | 16°22' | |
| | K | 13°00' | 16°24' | |
| | L | 12°59' | 16°24' | |
| | M | 12°59' | 16°25' | |
| | N | 12°58' | 16°25' | |
| | O | 12°58' | 16°26' | |
| | P | 12°57' | 16°26' | |
| | Q | 12°49' | 16°23' | |
| | R | 12°48' | 16°23' | |
| Dibeilla | | | | |
| Dibeilla C | S | 12°48' | 16°21' | |
| | T | 12°49' | 16°21' | |
| | U | 12°49' | 16°20' | |
| | V | 12°50' | 16°20' | |
| Fana NW | W | 12°50' | 16°22' | |
| | X | 12°49' | 16°22' | |
| | Points Longitude (E) Latitude (N) | | | |
| | A | 13°05' | 16°19' | |
| Dibeilla | | | | |
| Fana NW | B | 13°00' | 16°19' | |
| | C | 13°00' | 16°15' | |
| | D | 13°01' | 16°15' | |
| | E | 13°01' | 16°08' | |
| Points Longitude (E) Latitude (N) | | | | |
| Fana NW | A | 13°4' | 16°6' | |
| | B | 13°2'42" | 16°6' | |
| | C | 13°2'42" | 16°2' | |
| | D | 13°4' | 16°2' | |

| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
|--|---------------|----------------------|---------------------|
| Fana W | A | 13°08' | 16°06' |
| | B | 13°06' | 16°06' |
| | C | 13°06' | 16°05' |
| | D | 13°05' | 16°05' |
| | E | 13°05' | 16°02' |
| | F | 13°06' | 16°02' |
| | G | 13°06' | 16°00' |
| | H | 13°09' | 16°00' |
| | I | 13°09' | 16°02' |
| | J | 13°08' | 16°02' |
| Points Longitude (E) Latitude (N) | | | |
| Idou | A | 13°4' | 15°48' |
| | B | 13°3' | 15°48' |
| | C | 13°3' | 15°45' |
| | D | 13°5' | 15°45' |
| Tiori | E | 13°5' | 15°47' |
| | F | 13°4' | 15°47' |
| | G | 13°05' | 15°55' |
| | H | 13°04' | 15°55' |
| Idou | C | 13°04' | 15°51' |
| | D | 13°05' | 15°51' |
| | E | 13°05' | 15°47' |
| | F | 13°06' | 15°47' |
| Points Longitude (E) Latitude (N) | | | |
| Hadara | G | 13°06' | 15°46' |
| | H | 13°07' | 15°46' |
| | I | 13°07' | 15°51' |
| | J | 13°06' | 15°51' |
| Hadara | K | 13°06' | 15°53' |
| | L | 13°05' | 15°53' |
| | A | 13°15' | 16°0' |
| | B | 13°14' | 16°0' |
| Points Longitude (E) Latitude (N) | | | |
| Hadara | C | 13°14' | 15°57' |
| | D | 13°12' | 15°57' |
| | E | 13°12' | 15°53' |
| | F | 13°10' | 15°53' |
| Points Longitude (E) Latitude (N) | | | |
| Hadara | G | 13°10' | 15°54' |
| | H | 13°09' | 15°54' |
| | I | 13°09' | 15°49' |
| | J | 13°10' | 15°49' |
| Points Longitude (E) Latitude (N) | | | |
| Hadara | K | 13°10' | 15°48' |
| | L | 13°11' | 15°48' |

| | | | |
|-------------------|---------------|----------------------|---------------------|
| Fana SE | M | 13°11' | 15°50' |
| Fana S | N | 13°12' | 15°50' |
| Koulélé N | O | 13°12' | 15°44' |
| | P | 13°13' | 15°44' |
| | Q | 13°13' | 15°48' |
| | R | 13°14' | 15°48' |
| | S | 13°14' | 15°51' |
| | T | 13°15' | 15°51' |
| | U | 13°15' | 15°54' |
| | V | 13°16' | 15°54' |
| | W | 13°16' | 15°53' |
| | X | 13°17' | 15°53' |
| | Y | 13°17' | 15°56' |
| | Z | 13°16' | 15°56' |
| | A1 | 13°16' | 15°59' |
| | B1 | 13°15' | 15°59' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| | A | 13°8' | 15°42' |
| | B | 13°5' | 15°42' |
| | C | 13°5' | 15°40' |
| | D | 13°6' | 15°40' |
| | E | 13°6' | 15°38' |
| | F | 13°7' | 15°38' |
| | G | 13°7' | 15°37' |
| | H | 13°9' | 15°37' |
| | I | 13°9' | 15°35' |
| | J | 13°10' | 15°35' |
| Tiori S | K | 13°10' | 15°34' |
| Koulélé W | L | 13°11' | 15°34' |
| Bedou | M | 13°11' | 15°31' |
| | N | 13°13' | 15°31' |
| | O | 13°13' | 15°32' |
| | P | 13°12' | 15°32' |
| | Q | 13°12' | 15°36' |
| | R | 13°10' | 15°36' |
| | S | 13°10' | 15°39' |
| | T | 13°9' | 15°39' |
| | U | 13°9' | 15°41' |
| | V | 13°8' | 15°41' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| Koulélé CW | A | 13°13' | 15°41' |
| | B | 13°11' | 15°41' |
| | C | 13°11' | 15°38' |
| | D | 13°13' | 15°38' |

| | | |
|-------------------|----------------------|----------------------|
| Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| A | 13°16' | 15°34' |
| B | 13°15' | 15°34' |
| C | 13°15' | 15°32' |
| D | 13°16' | 15°32' |
| Bedou E | E | 13°16' |
| | F | 13°18' |
| | G | 13°18' |
| | H | 13°17' |
| | I | 13°17' |
| | J | 13°16' |
| | Points | Longitude (E) |
| | A | 13°17' |
| | B | 13°16' |
| | C | 13°16' |
| | D | 13°15' |
| | E | 13°15' |
| | F | 13°14' |
| | G | 13°14' |
| | H | 13°13' |
| | I | 13°13' |
| | J | 13°14' |
| Koulélé CN | K | 13°14' |
| Koulélé C | L | 13°15' |
| Koulélé CS | M | 13°15' |
| Koulélé CE | N | 13°17' |
| Koulélé E | O | 13°17' |
| Koulélé | P | 13°19' |
| | Q | 13°19' |
| | R | 13°20' |
| | S | 13°20' |
| | T | 13°21' |
| | U | 13°21' |
| | V | 13°22' |
| | W | 13°22' |
| | X | 13°17' |
| | Points | Longitude (E) |
| | A | 13°25' |
| | B | 13°23' |
| Koulélé SE | C | 13°23' |
| | D | 13°24' |
| | E | 13°24' |
| | F | 13°25' |

| Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
|-------------------|----------------------|---------------------|
| Alala | A 13°27' | 15°36' |
| | B 13°25' | 15°36' |
| | C 13°25' | 15°35' |
| | D 13°26' | 15°35' |
| | E 13°26' | 15°32' |
| | F 13°28' | 15°32' |
| | G 13°28' | 15°35' |
| | H 13°27' | 15°35' |
| Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| Douwani N | A 13°44' | 15°31' |
| | B 13°42' | 15°31' |
| | C 13°42' | 15°28' |
| | D 13°45' | 15°28' |
| | E 13°45' | 15°30' |
| | F 13°44' | 15°30' |
| Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| Douwani | A 13°49' | 15°25' |
| | B 13°46' | 15°25' |
| | C 13°46' | 15°22' |
| | D 13°47' | 15°22' |
| | E 13°47' | 15°21' |
| | F 13°48' | 15°21' |
| | G 13°48' | 15°20' |
| | H 13°50' | 15°20' |
| Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| Bedou E | A 13°16' | 15°34' |
| | B 13°15' | 15°34' |
| | C 13°15' | 15°32' |
| | D 13°16' | 15°32' |
| | E 13°16' | 15°31' |
| | F 13°18' | 15°31' |
| | G 13°18' | 15°32' |
| | H 13°17' | 15°32' |
| Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| Koulélé SE | A 13°25' | 15°42' |
| | B 13°23' | 15°42' |
| | C 13°23' | 15°40' |
| | D 13°24' | 15°40' |
| | E 13°24' | 15°39' |

| F | 13°25' | 15°39' |
|-------------------|----------------------|----------------------|
| Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| A | 12°49' | 16°37' |
| B | 12°47' | 16°37' |
| C | 12°47' | 16°36' |
| D | 12°48' | 16°36' |
| E | 12°48' | 16°35' |
| Gabobl | Points | Longitude (E) |
| F | 12°49' | 16°35' |
| G | 12°49' | 16°33' |
| H | 12°50' | 16°33' |
| I | 12°51' | 16°33' |
| J | 12°51' | 16°35' |
| K | 12°50' | 16°35' |
| L | 12°50' | 16°36' |
| M | 12°49' | 16°36' |
| Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| A | 13°08' | 16°11' |
| B | 13°07' | 16°11' |
| Dibeilla S | Points | Longitude (E) |
| C | 13°07' | 16°10' |
| D | 13°07' | 16°08' |
| E | 13°09' | 16°08' |
| F | 13°09' | 16°10' |
| G | 13°08' | 16°10' |
| Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| A | 13°10' | 16°04' |
| B | 13°09' | 16°04' |
| C | 13°09' | 16°01' |
| D | 13°10' | 16°01' |
| E | 13°10' | 16°00' |
| Fana-2 | Points | Longitude (E) |
| F | 13°10' | 15°58' |
| G | 13°11' | 15°58' |
| H | 13°11' | 15°57' |
| I | 13°12' | 15°57' |
| J | 13°12' | 15°59' |
| K | 13°11' | 15°59' |
| L | 13°11' | 16°00' |
| M | 13°11' | 16°03' |
| N | 13°10' | 16°03' |

Bloc R7 :

La Bloc R7 est d'une superficie d'environ 3 748 km² et ses coordonnées sont les suivantes :

| Points | Latitude | Longitude |
|---------------|-----------------|------------------|
| 1 | 15° 24' 00" | 13° 27' 00" |
| 2 | 15° 24' 00" | 13° 27' 30" |

| | | |
|----|-----------------|-----------------|
| 3 | 15° 10' 12" | 13° 27' 30" |
| 4 | 15° 10' 12" | 13° 21' 29" |
| 5 | 14° 59' 16" | 13° 21' 29" |
| 6 | 14° 59' 16" | 13° 29' 50" |
| 7 | 15° 12' 16" | 13° 29' 50" |
| 8 | 15° 12' 16" | 13° 42' 16" |
| 9 | 15° 16' 52" | 13° 42' 16" |
| 10 | 15° 16' 52" | 13° 48' 42" |
| 11 | 15° 10' 59" | 13° 48' 42" |
| 12 | 15° 10' 59" | 13° 53' 24" |
| 13 | 15° 05' 15" | 13° 53' 24" |
| 14 | 15° 05' 15" | 13° 49' 14" |
| 15 | 14° 56' 11.400" | 13° 49' 14.160" |
| 16 | 14° 52' 30.000" | 13° 47' 49.200" |
| 17 | 14° 49' 51.600" | 13° 47' 40.920" |
| 18 | 14° 48' 2.160" | 13° 47' 46.320" |
| 19 | 14° 45' 33.480" | 13° 48' 26.280" |
| 20 | 14° 44' 37.680" | 13° 48' 42.120" |
| 21 | 14° 44' 19.320" | 13° 48' 47.520" |
| 22 | 14° 44' 04.560" | 13° 48' 52.200" |
| 23 | 14° 43' 49.800" | 13° 48' 44.640" |
| 24 | 14° 43' 40.800" | 13° 48' 38.880" |
| 25 | 14° 43' 24.960" | 13° 48' 18.360" |
| 26 | 14° 42' 00.000" | 13° 46' 07.680" |
| 27 | 14° 42' 14.040" | 13° 44' 52.440" |
| 28 | 14° 42' 00.000" | 13° 43' 59.880" |
| 29 | 14° 38' 24.360" | 13° 40' 26.040" |
| 30 | 4° 37' 09.480" | 13° 41' 45.240" |
| 31 | 4° 36' 03.240" | 13° 41' 39.480" |
| 32 | 4° 35' 20.040" | 13° 41' 35.520" |
| 33 | 4° 34' 28.560" | 13° 41' 41.640" |
| 34 | 4° 33' 29.160" | 13° 41' 46.680" |
| 35 | 4° 32' 58.920" | 13° 41' 06.360" |
| 36 | 4° 32' 22.200" | 13° 40' 13.800" |
| 37 | 4° 31' 59.520" | 13° 39' 48.960" |
| 38 | 4° 31' 46.200" | 13° 39' 18.000" |
| 39 | 4° 31' 30.720" | 13° 38' 53.160" |
| 40 | 4° 31' 15.960" | 13° 38' 38.760" |
| 41 | 4° 30' 55.080" | 13° 37' 41.880" |
| 42 | 4° 30' 43.200" | 13° 36' 45.000" |
| 43 | 4° 30' 36.000" | 13° 34' 48.000" |
| 44 | 14° 34' 48" | 13° 34' 48" |
| 45 | 14° 34' 48" | 13° 25' 00" |
| 46 | 14° 40' 00" | 13° 25' 00" |

| 47 | 14° 40' 00" | 13° 19' 49" | |
|------------|-------------|---------------|--------------|
| 48 | 14° 55' 00" | 13° 19' 49" | |
| 49 | 14° 55' 00" | 13° 15' 07" | |
| 50 | 15° 00' 30" | 13° 15' 07" | |
| 51 | 15° 00' 30" | 13° 12' 40" | |
| 52 | 15° 06' 51" | 13° 12' 40" | |
| 53 | 15° 06' 51" | 13° 07' 07" | |
| 54 | 15° 15' 17" | 13° 07' 07" | |
| 55 | 15° 15' 17" | 13° 12' 56" | |
| 56 | 15° 28' 00" | 13° 12' 56" | |
| 57 | 15° 28' 00" | 13° 27' 00" | |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| Arianga NE | A | 13°19' | 15°23' |
| | B | 13°17' | 15°23' |
| | C | 13°17' | 15°21' |
| | D | 13°18' | 15°21' |
| | E | 13°18' | 15°18' |
| | F | 13°20' | 15°18' |
| | G | 13°20' | 15°22' |
| | H | 13°19' | 15°22' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| Cherif | A | 13°21' | 15°17' |
| | B | 13°19' | 15°17' |
| | C | 13°19' | 15°15' |
| | D | 13°20' | 15°15' |
| | E | 13°20' | 15°14' |
| | F | 13°22' | 15°14' |
| | G | 13°22' | 15°16' |
| | H | 13°21' | 15°16' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| Arianga | A | 13°16' | 15°17' |
| | B | 13°14' | 15°17' |
| | C | 13°14' | 15°11' |
| | D | 13°16' | 15°11' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| Arianga W | A | 13°12' | 15°10' |
| | B | 13°10' | 15°10' |
| | C | 13°10' | 15°8' |
| | D | 13°12' | 15°8' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| | A | 13°18' | 15°12' |
| | B | 13°17' | 15°12' |
| | C | 13°17' | 15°8' |
| | D | 13°18' | 15°8' |

| <i>Arianga E</i> | E | 13°18' | 15°6' |
|------------------|--------|---------------|--------------|
| <i>Abolo N</i> | F | 13°19' | 15°6' |
| | G | 13°19' | 15°4' |
| | H | 13°20' | 15°4' |
| | I | 13°20' | 15°7' |
| | J | 13°19' | 15°7' |
| | K | 13°19' | 15°9' |
| | L | 13°18' | 15°9' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| | A | 13°17' | 15°04' |
| | B | 13°16' | 15°04' |
| | C | 13°16' | 15°00' |
| | D | 13°17' | 15°00' |
| <i>Abolo W</i> | E | 13°17' | 14°58' |
| <i>Abolo</i> | F | 13°18' | 14°58' |
| | G | 13°18' | 15°00' |
| | H | 13°19' | 15°00' |
| | I | 13°19' | 15°02' |
| | J | 13°18' | 15°02' |
| | K | 13°18' | 15°03' |
| | L | 13°17' | 15°03' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| | A | 13°40' | 15°10' |
| | B | 13°34' | 15°10' |
| | C | 13°34' | 15°09' |
| | D | 13°32' | 15°09' |
| | E | 13°32' | 15°05' |
| | F | 13°33' | 15°05' |
| | G | 13°33' | 15°03' |
| | H | 13°32' | 15°03' |
| <i>Bamm</i> | I | 13°32' | 15°00' |
| <i>Bamm E</i> | J | 13°34' | 15°00' |
| | K | 13°34' | 14°59' |
| | L | 13°38' | 14°59' |
| | M | 13°38' | 15°05' |
| | N | 13°41' | 15°05' |
| | O | 13°41' | 15°09' |
| | P | 13°40' | 15°09' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
| | A | 13°45' | 15°6' |
| | B | 13°43' | 15°6' |
| <i>Kobo W</i> | C | 13°43' | 15°4' |
| | D | 13°45' | 15°4' |
| | Points | Longitude (E) | Latitude (N) |

| <i>Kobo</i> | A | 13°47' | 15°8' |
|----------------|---------------|--------------|--------|
| | B | 13°46' | 15°8' |
| | C | 13°46' | 15°5' |
| | D | 13°47' | 15°5' |
| Points | Longitude (E) | Latitude (N) | |
| | A | 13°44' | 14°57' |
| | B | 13°43' | 14°57' |
| | C | 13°43' | 14°55' |
| | D | 13°44' | 14°55' |
| | E | 13°44' | 14°50' |
| <i>Yogou</i> | F | 13°45' | 14°50' |
| <i>Yogou E</i> | G | 13°45' | 14°48' |
| <i>Yara E</i> | H | 13°43' | 14°48' |
| <i>Yara S</i> | I | 13°43' | 14°49' |
| | J | 13°42' | 14°49' |
| | K | 13°42' | 14°51' |
| | L | 13°40' | 14°51' |
| | M | 13°40' | 14°52' |
| | N | 13°38' | 14°52' |
| | O | 13°38' | 14°50' |
| | P | 13°39' | 14°50' |
| | Q | 13°39' | 14°49' |
| | R | 13°41' | 14°49' |
| | S | 13°41' | 14°48' |
| | T | 13°42' | 14°48' |
| | U | 13°42' | 14°47' |
| | V | 13°41' | 14°47' |
| | W | 13°41' | 14°44' |
| | X | 13°42' | 14°44' |
| | Y | 13°42' | 14°43' |
| | Z | 13°43' | 14°43' |
| | A1 | 13°43' | 14°42' |
| | B1 | 13°44' | 14°42' |
| | C1 | 13°44' | 14°43' |
| | D1 | 13°46' | 14°43' |
| | E1 | 13°46' | 14°46' |
| | F1 | 13°47' | 14°46' |
| | G1 | 13°47' | 14°50' |
| | H1 | 13°46' | 14°50' |
| | I1 | 13°46' | 14°51' |
| | J1 | 13°47' | 14°51' |
| | K1 | 13°47' | 14°54' |
| | L1 | 13°45' | 14°54' |
| | M1 | 13°45' | 14°56' |

| | | |
|--|--------|--------|
| N1 | 13°44' | 14°56' |
| Points Longitude (E) Latitude (N) | | |
| A | 13°34' | 14°47' |
| B | 13°33' | 14°47' |
| C | 13°33' | 14°46' |
| D | 13°31' | 14°46' |
| E | 13°31' | 14°44' |
| Garana | F | 13°32' |
| Garana S | G | 13°32' |
| Yogou W | H | 13°35' |
| | I | 13°35' |
| | J | 13°37' |
| | K | 13°37' |
| | L | 13°36' |
| | M | 13°36' |
| | N | 13°35' |
| | O | 13°35' |
| | P | 13°34' |
| Points Longitude (E) Latitude (N) | | |
| A | 13°27' | 14°53' |
| B | 13°25' | 14°53' |
| C | 13°25' | 14°51' |
| D | 13°26' | 14°51' |
| E | 13°26' | 14°50' |
| F | 13°27' | 14°50' |
| G | 13°27' | 14°48' |
| Mandara | H | 13°28' |
| Mandara S | I | 13°28' |
| | J | 13°29' |
| | K | 13°29' |
| | L | 13°30' |
| | M | 13°30' |
| | N | 13°29' |
| | O | 13°29' |
| | P | 13°28' |
| | Q | 13°28' |
| | R | 13°27' |
| Points Longitude (E) Latitude (N) | | |
| A | 13°24' | 15°28' |
| B | 13°22' | 15°28' |
| C | 13°22' | 15°27' |
| D | 13°23' | 15°27' |
| E | 13°23' | 15°25' |
| F | 13°24' | 15°25' |

| | | |
|-----------------|--------|--------|
| G | 13°24' | 15°24' |
| H | 13°25' | 15°24' |
| Ngouti E | I | 13°25' |
| | J | 13°26' |
| | K | 13°26' |
| | L | 13°27' |
| | M | 13°27' |
| | N | 13°25' |
| | O | 13°25' |
| | P | 13°24' |

Art. 3 : L'Autorisation exclusive de recherche est accordée pour une durée de quatre (4) ans.

Art. 4 : Cette Autorisation exclusive de recherche peut être retirée conformément aux dispositions du Code pétrolier et des textes pris pour son application.

Art. 5 : Le Secrétaire général du Ministère du pétrole et le Directeur général des hydrocarbures sont chargés, chacun en ce qui le concerne, de l'exécution du présent arrêté qui est publié au *Journal Officiel* de la République du Niger.

Barké B. M Moustapha

Arrêté n° 25/MPe/SG/DGH/DCEPP/DL du 26 mars 2024 portant attribution de l'Autorisation exclusive de recherche dénommée " Bilma " à la Société nigérienne de Pétrole S.A

Le Ministre du pétrole,

Vu la Proclamation du Conseil national pour la sauvegarde de la patrie (CNSP) ;

Vu l'ordonnance n°2023-01 du 28 juillet 2023 portant suspension de la Constitution du 25 novembre 2010 et créant le CNSP ;

Vu l'ordonnance n°2023-02 du 28 juillet 2023 portant organisation des pouvoirs publics pendant la transition ;

Vu la loi n°2017-63 du 14 août 2017, portant Code pétrolier ;

Vu le décret n°2018-659/PRN/MPe du 25 septembre 2018 portant modalités d'application de la loi n n°2017-63 du 14 août 2017, portant Code pétrolier ;

Vu le décret n°2023-20/P/CNSP du 07 août 2023 portant nomination du Premier Ministre ;

Vu le décret n° 2023-35/P/CNSP du 09 août 2023 portant nomination des membres du Gouvernement, modifié par le décret n°2024-153 /PCNSP du 19 février 2024 ;

Vu le décret n° 2023-068/P/CNSP du 08 septembre 2023 portant organisation du Gouvernement et fixant les attributions des Ministres d'Etat, des Ministres et du Ministre délégué, modifié par le décret n°2023- 177 /P/CNSP du 14 octobre 2023 ;

Vu le décret n° n°2024-197/P/CNSP/MPe du 02 mars 2024 portant approbation du Contrat de partage de production (CPP), entre la République du Niger et la Société nigérienne de pétrole (SONIDEP) S.A, relatif au bloc pétrolier Bilma ;

Vu le Contrat de partage de production (CPP), entre la République du Niger et la Société nigérienne de pétrole (SONIDEP) S.A, relatif au bloc pétrolier Bilma, signé le 25 mars 2024.

Sur proposition du Directeur général des hydrocarbures ;

Arrête :

Article premier : Il est accordé une Autorisation exclusive de recherche pour hydrocarbures dénommée " Bilma " sur un périmètre dont la superficie totale est égale à 20 795 kilomètres carrés, à la Société nigérienne de pétrole (SONIDEP S.A), société anonyme, ayant son siège à Niamey Bas, rue n°361 NB1, Avenue Abdoulaye Fadiga, BP 11702 Niamey (Niger).

Art. 2 : Les coordonnées du périmètre de l'Autorisation exclusive de recherche, d'une superficie réputée égale à environ 20 795 kilomètres carrés, sont définies comme suit :

| Points | Longitude (E) | Latitude (N) |
|---------------|----------------------|---------------------|
| 1 | 11° 35' 00" | 20° 30' 00" |
| 2 | 11° 35' 00" | 20° 00' 00" |
| 3 | 11° 30' 00" | 20° 00' 00" |
| 4 | 11° 30' 00" | 19° 40' 00" |
| 5 | 11° 30' 00" | 19° 40' 00" |
| 6 | 11° 30' 00" | 19° 25' 00" |
| 7 | 11° 35' 00" | 19° 25' 00" |
| 8 | 11° 35' 00" | 19° 15' 00" |
| 9 | 11° 35' 00" | 19° 00' 00" |
| 10 | 12° 05' 00" | 19° 00' 00" |
| 11 | 12° 05' 00" | 18° 30' 00" |
| 12 | 12° 15' 00" | 18° 30' 00" |
| 13 | 12° 15' 00" | 18° 05' 00" |
| 14 | 12° 20' 00" | 18° 05' 00" |
| 15 | 12° 20' 00" | 17° 25' 00" |
| 16 | 13° 00' 00" | 17° 25' 00" |
| 17 | 13° 00' 00" | 17° 00' 00" |
| 18 | 13° 10' 00" | 17° 00' 00" |
| 19 | 13° 10' 00" | 16° 30' 00" |
| 20 | 13° 10' 00" | 16° 30' 00" |
| 21 | 13° 40' 00" | 16° 30' 00" |
| 22 | 13° 40' 00" | 15° 50' 00" |
| 23 | 13° 30' 00" | 15° 50' 00" |
| 24 | 13° 30' 00" | 15° 45' 00" |
| 25 | 13° 20' 00" | 15° 45' 00" |
| 26 | 13° 20' 00" | 16° 00' 00" |
| 27 | 13° 10' 00" | 16° 00' 00" |
| 28 | 13° 10' 00" | 16° 10' 00" |
| 29 | 13° 05' 00" | 16° 10' 00" |
| 30 | 13° 05' 00" | 16° 20' 00" |
| 31 | 13° 00' 00" | 16° 20' 00" |
| 32 | 13° 00' 00" | 16° 30' 00" |

| | | |
|----|-------------|-------------|
| 33 | 12° 50' 00" | 16° 30' 00" |
| 34 | 12° 50' 00" | 16° 35' 00" |
| 35 | 12° 45' 00" | 16° 35' 00" |
| 36 | 12° 45' 00" | 16° 40' 00" |
| 37 | 12° 40' 00" | 16° 40' 00" |
| 38 | 12° 40' 00" | 16° 45' 00" |
| 39 | 12° 35' 00" | 16° 45' 00" |
| 40 | 12° 35' 00" | 16° 50' 00" |
| 41 | 12° 25' 00" | 16° 50' 00" |
| 42 | 12° 25' 00" | 16° 55' 00" |
| 43 | 12° 20' 00" | 16° 55' 00" |
| 44 | 12° 20' 00" | 17° 05' 00" |
| 45 | 12° 00' 00" | 17° 05' 00" |
| 46 | 12° 00' 00" | 17° 20' 00" |
| 47 | 12° 15' 00" | 17° 20' 00" |
| 48 | 12° 15' 00" | 18° 00' 00" |
| 49 | 12° 10' 00" | 18° 00' 00" |
| 50 | 12° 10' 00" | 18° 25' 00" |
| 51 | 12° 00' 00" | 18° 25' 00" |
| 52 | 12° 00' 00" | 18° 50' 00" |
| 53 | 11° 25' 00" | 18° 50' 00" |
| 54 | 11° 25' 00" | 19° 05' 00" |
| 55 | 11° 20' 00" | 19° 05' 00" |
| 56 | 11° 20' 00" | 19° 15' 00" |
| 57 | 11° 15' 00" | 19° 15' 00" |
| 58 | 11° 15' 00" | 19° 25' 00" |
| 59 | 11° 10' 00" | 19° 25' 00" |
| 60 | 11° 10' 00" | 19° 55' 00" |
| 61 | 11° 05' 00" | 19° 55' 00" |
| 62 | 11° 05' 00" | 20° 10' 00" |
| 63 | 11° 15' 00" | 20° 10' 00" |
| 64 | 11° 15' 00" | 20° 30' 00" |
| 65 | 11° 35' 00" | 20° 30' 00" |

Art. 3 : L'Autorisation exclusive de recherche est accordée pour une durée de quatre (4) ans.

Art. 4 : Cette Autorisation exclusive de recherche peut être retirée conformément aux dispositions du Code pétrolier et des textes pris pour son application.

Art. 5 : Le Secrétaire général du Ministère du pétrole et le Directeur général des hydrocarbures sont chargés, chacun en ce qui le concerne, de l'exécution du présent arrêté qui est publié au *Journal Officiel* de la République du Niger.

Barké B. Moustapha

