

LOIS

Loi n° 13-01 du 19 Rabie Ethani 1434 correspondant au 20 février 2013 modifiant et complétant la loi n° 05-07 du 19 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures.

— — — — —

Le Président de la République,

Vu la Constitution, notamment ses articles 12, 17, 18, 122 et 126 ;

Vu la loi n° 90-30 du 1er décembre 1990, modifiée et complétée, portant loi domaniale ;

Vu la loi n° 01-11 du 11 Rabie Ethani 1422 correspondant au 3 juillet 2001 relative à la pêche et l'aquaculture ;

Vu la loi n° 05-07 du 19 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 28 avril 2005, modifiée et complétée, relative aux hydrocarbures ;

Vu la loi n° 05-12 du 28 Joumada Ethania 1416 correspondant au 4 août 2005, modifiée et complétée, relative à l'eau ;

Vu la loi n° 08-09 du 18 Safar 1429 correspondant au 25 février 2008 portant code de procédure civile et administrative ;

Vu la loi n° 11-10 du 20 Rajab 1432 correspondant au 22 juin 2011 relative à la commune ;

Vu la loi n° 12-07 du 28 Rabie Aouel 1433 correspondant au 21 février 2012 relative à la wilaya ;

Après avis du Conseil d'Etat ;

Après adoption par le Parlement ;

Promulgue la loi dont la teneur suit :

Article 1er. — La présente loi a pour objet de modifier et de compléter certaines dispositions de la loi n° 05-07 du 19 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 28 avril 2005, modifiée et complétée, relative aux hydrocarbures.

Art. 2. — *Les articles 5, 7, 9, 10, 12, 13, 14, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 24, 25, 26, 29, 31, 32, 33, 34, 35, 37, 38, 43, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 58, 59, 60, 63, 68, 69, 71, 72, 73, 75, 77, 78, 82, 83, 84, 85, 87, 89, 90, 91, 101 et 109 de la loi n° 05-07 du 19 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 28 avril 2005, susvisée, sont modifiés et complétés comme suit :*

« Art. 5. — Au sens de la présente loi, on entend par :

.....(sans changement jusqu'à).....

Baril équivalent pétrole (b.e.p) : Volume d'hydrocarbures liquides ou gazeux ayant une teneur énergétique de 5,90 Giga Joules égale à celle d'un baril de pétrole brut.

.....(sans changement jusqu'à).....

Collectes, dessertes et conduites d'évacuation :

Collectes : Réseaux de conduites enterrées ou aériennes de différents diamètres permettant de relier :

— soit la tête de puits producteurs au centre de traitement des hydrocarbures gazeux ou au centre de séparation,

— soit les centres de traitement aux installations de réinjection,

— soit les centres de séparation aux centres principaux de collecte.

Dessertes : Réseaux de conduites enterrées ou aériennes de différents diamètres permettant de relier les installations d'injection aux têtes de puits injecteurs.

Conduites d'évacuation : Conduites enterrées ou aériennes de différents diamètres permettant de relier :

— soit les centres de traitement aux systèmes de transport par canalisation,

— soit les centres principaux de collecte aux systèmes de transport par canalisation,

— soit un centre de traitement ou de séparation situé sur un périmètre d'exploitation à un centre de réinjection situé sur un autre périmètre d'exploitation,

— soit les centres de stockage sur champ aux systèmes de transport par canalisation.

.....(sans changement jusqu'à).....

Concessionnaire : L'entreprise nationale SONATRACH-SPA ou une de ses filiales qui bénéficie, à ses risques, frais et périls, de concession de transport par canalisation.

Est également concessionnaire toute personne bénéficiant, à ses risques, frais et périls, de concession de canalisations internationales.

.....(sans changement jusqu'à).....

Gaz non associés : Tous les hydrocarbures gazeux, qu'ils soient humides ou secs, qui :

— sont produits à la tête du puits et qui contiennent plus de cent (100) mille pieds cubes, équivalant à 2836,82 mètres cubes de gaz pour chaque baril de pétrole brut ou de liquide de gaz naturel produit par un réservoir situé dans le sous-sol.

— sont produits d'un réservoir qualifié comme ne contenant que du gaz même si celui-ci se trouve dans un forage de puits par lequel du pétrole brut est aussi produit par l'intérieur d'une autre colonne de casing ou de tubing .

.....(sans changement jusqu'à).....

Gisement : Aire géographique dont le sous-sol renferme des hydrocarbures qui se trouvent dans un ou plusieurs réservoirs .

.....(sans changement jusqu'à).....

Hydrocarbures liquides : Le pétrole brut, les liquides de gaz naturel et les gaz de pétrole liquéfiés.

Hydrocarbures non conventionnels : Les hydrocarbures existants et produits à partir d'un réservoir ou d'une formation géologique se présentant au moins sous l'une des caractéristiques ou conditions suivantes :

— réservoirs compacts dont les perméabilités matricielles moyennes sont égales ou inférieures à 0,1 milli-darcy et/ou qui ne peuvent être produits qu'à partir de puits horizontaux et fracturation étagée ;

— formations géologiques argileuses et/ou schisteuses imperméables ou à très faible perméabilité qui ne peuvent être produits qu'à partir de puits horizontaux et fracturation étagée ;

— formations géologiques contenant des hydrocarbures présentant des viscosités supérieures à 1000 Centipoises ou des densités inférieures à 15° API (Institut Américain du Pétrole) ;

— réservoirs à haute pression et haute température se présentant dans des conditions de pression et/ou de température suivantes :

- pression de fond égale ou supérieure à 650 bars,
- température de fond supérieure à 150° C.

— le gaz naturel ou méthane de houille appelé aussi « Coal Bed Methane » (CBM) qui se trouve dans les micropores des veines souterraines profondes de charbon non exploitées ou incomplètement exploitées.

Le méthane de houille (CBM) est adsorbé au cœur de la matrice solide du charbon dans un processus appelé « adsorption ». Ce gaz naturel se caractérise par l'utilisation de moyens non traditionnels pour son extraction tels que la diminution des conditions de pression.

.....(sans changement jusqu'à).....

Marché national : Tous les besoins énergétiques et industriels nationaux en hydrocarbures à l'exception du gaz pour la réinjection dans les gisements et pour le cyclage.

.....(sans changement jusqu'à).....

Parcelle : Un carré de cinq (5) minutes sexagésimales de côté en coordonnées U.T.M, correspondant au niveau du parallèle 30° Nord, à un carré de huit (8) kilomètres de côté.

.....(sans changement jusqu'à).....

Périmètre contractuel : Une partie limitée du domaine minier énergétique relatif aux hydrocarbures, composée d'une ou de plusieurs parcelles, telle que définie à l'entrée en vigueur du contrat, et à laquelle sont soustraits les rendus de surface.

Périmètre d'exploitation : Toute partie du périmètre contractuel ayant fait l'objet d'un plan de développement approuvé par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) .

.....(sans changement jusqu'à).....

Plan décennal glissant : Le plan qui est établi chaque année pour les dix (10) années suivantes.

Point d'entrée : Le point du système de transport par canalisation des hydrocarbures où le contractant injecte sa production.

.....(sans changement jusqu'à).....

Produits pétroliers : Tous les produits résultant des opérations de raffinage, y compris les lubrifiants et les bitumes, ainsi que les gaz de pétrole liquéfiés .

.....(sans changement jusqu'à).....

Recherche : L'ensemble des activités de prospection ainsi que les forages visant à mettre en évidence la présence d'hydrocarbures .

.....(sans changement jusqu'à).....

Récupération assistée : L'utilisation de méthodes de récupération secondaire et/ ou tertiaire pour récupérer des réserves d'hydrocarbures.

Régénération : L'ensemble des opérations permettant de produire des huiles de base par un raffinage d'huiles usagées impliquant notamment la séparation des contaminants, les produits d'oxydation et les additifs que ces huiles contiennent.

.....(sans changement jusqu'à).....

Réservoir : La partie d'une 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 réservoir affecte la pression du réservoir tout entier, ou la formation géologique argileuse et/ou schisteuse imperméable ou à très faible perméabilité qui ne peut être produite qu'à partir de puits horizontaux et fracturation étagée, ou de veines souterraines profondes de charbon, non exploitées ou incomplètement exploitées dont les micropores contiennent du gaz naturel ou du méthane de houille CBM .

.....(sans changement jusqu'à).....

Système de transport par canalisation : Une ou plusieurs canalisations transportant des hydrocarbures, y compris les installations intégrées, à l'exclusion des réseaux de collectes et de dessertes, des conduites d'évacuation, des réseaux des produits pétroliers et des réseaux de gaz desservant exclusivement le marché national.

.....(sans changement jusqu'à).....

Tranche annuelle d'investissement : partie du montant de l'investissement correspondant au pourcentage fixé aux articles 87 et 87 bis de la présente loi, pour les besoins du calcul de la Taxe sur le Revenu Pétrolier (T.R.P).

Transformation : Les opérations de séparation des gaz de pétrole liquéfiés, la liquéfaction du gaz, les opérations de transformation du gaz en produits pétroliers ou tous autres produits, Gas To Liquids (GTL), la transformation des dérivés du pétrole en tous produits, la pétrochimie et la gazochimie.

Transport par canalisation : Le transport des hydrocarbures liquides et gazeux, des produits pétroliers et le stockage y afférent à l'exclusion des collectes, des dessertes, des conduites d'évacuation et des réseaux de gaz desservant exclusivement le marché national.

.....(le reste sans changement)..... ».

« *Art. 7.* — Le contractant ou le titulaire d'une concession de transport par canalisation peut bénéficier, pour la poursuite de ses objectifs et la réalisation des ouvrages nécessaires à ses activités, des droits et avantages suivants dans les conditions et formes prévues par la législation en vigueur :

- de l'occupation des terrains et des droits annexes,
- des servitudes d'accès et de passage et d'aqueduc.

L'entreprise nationale SONATRACH-SPA peut, exclusivement, acquérir des terrains par cession ou expropriation, conformément à la législation en vigueur.

Le contractant ou le concessionnaire demeure soumis à toutes les obligations légales et réglementaires en vigueur.

La déclaration d'utilité publique des projets d'ouvrages confère, au contractant ou au concessionnaire, le droit de bénéficier des servitudes légales d'accès et de passage, d'aqueduc ainsi que de l'expropriation pour cause d'utilité publique.

Le bénéfice de l'occupation des terrains et des droits annexes, des servitudes ou de l'acquisition des terrains, par voie de cession ou d'expropriation, est accordé conformément aux dispositions législatives et réglementaires en vigueur.

Les procédures nécessaires à l'octroi des droits ci-dessus énumérés sont initiées auprès de l'autorité habilitée à conférer ces droits, par l'agence nationale de contrôle et de régulation des hydrocarbures dans le cas d'une concession de transport par canalisation ou, par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) dans le cas d'un contrat de recherche et/ou d'exploitation.

Les frais inhérents à cette procédure et les coûts en résultant sont à la charge :

- du contractant, dans le cas d'un contrat de recherche et/ou d'exploitation,
- du concessionnaire, dans le cas d'une concession de transport par canalisation ».

« *Art. 9.* — Les prix des produits pétroliers et du gaz naturel sur le marché national sont établis de façon à :

.....(sans changement jusqu'à).....

Le prix de vente des produits pétroliers sur le marché national, non compris les taxes, doit inclure le prix du pétrole brut entrée raffinerie, les coûts de raffinage, de transport terrestre, de transport maritime (cabotage) et de transport par canalisation, de stockage et de distribution de gros et de détail, plus des marges raisonnables dans chaque activité.

Les coûts doivent inclure les amortissements des investissements existants et des nouveaux investissements, ainsi que ceux des renouvellements d'investissements nécessaires à la continuité de ces activités.

Le prix du pétrole brut entrée raffinerie est calculé, pour chaque année civile, par l'autorité de régulation des hydrocarbures selon une méthodologie définie par voie réglementaire.

.....(le reste sans changement).....».

« *Art. 10.* — Le prix de cession du gaz à des clients éligibles, sur le marché national, par les producteurs, ne doit inclure que les coûts de production, les coûts des infrastructures nécessaires spécifiquement à la satisfaction du marché national, les coûts d'exploitation des infrastructures d'exportation utilisées pour satisfaire les besoins du marché national, plus des marges raisonnables dans chaque activité.

Les coûts doivent inclure les amortissements des investissements existants et des nouveaux investissements, ainsi que ceux des renouvellements d'investissements spécifiques nécessaires à la continuité de ces activités.

Les modalités et procédures que doit appliquer l'autorité de régulation des hydrocarbures pour déterminer, au début de chaque année civile, le prix de vente sur le marché national, non compris les taxes, du gaz pour ladite année civile, sont définies par voie réglementaire.

Les modalités et procédures définies par voie réglementaire doivent préciser et identifier les paramètres à ajuster par des formules d'indexation spécifiques à l'activité.

Une fois déterminés les prix de vente, non compris les taxes du gaz sur le marché national pour l'année civile concernée, sont notifiés par l'autorité de régulation des hydrocarbures.

Un prix identique, non compris les taxes, est appliqué par le producteur de gaz à l'approvisionnement de tous les clients éligibles du marché national.

Le raccordement des clients éligibles au réseau de transport du gaz et les tarifs qui leur sont applicables sont régis par les dispositions de la loi relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisation ».

« *Art. 12.* — Il est créé deux agences nationales dotées de la personnalité juridique et de l'autonomie financière dénommées "agences hydrocarbures" :

.....(sans changement jusqu'à).....

Chaque agence est dotée d'un commissaire aux comptes pour le contrôle et l'approbation des comptes de l'agence, désigné conformément à la législation et à la réglementation en vigueur.

.....(sans changement jusqu'à).....

Le président peut déléguer tout ou partie de ses pouvoirs.

Le secrétaire général de l'agence hydrocarbures concernée est chargé, sous l'autorité du président du comité de direction, d'assister le président du comité de direction dans le fonctionnement et l'administration de l'agence.

Le secrétaire général assiste aux travaux du comité de direction et en assure le secrétariat technique.

La rémunération du président, des membres du comité de direction et du secrétaire général est fixée par voie réglementaire.

.....(le reste sans changement).....»

« Art. 13. — L'autorité de régulation des hydrocarbures est chargée, pour les activités hydrocarbures régies par la présente loi, notamment de veiller au respect :

- * de la réglementation technique applicable aux activités régies par la présente loi ;

- * de la réglementation relative à l'application des tarifs et du principe du libre accès des tiers aux infrastructures de transport par canalisation et de stockage ;

- * de la réglementation en matière d'hygiène, de sécurité industrielle, d'environnement et de prévention et gestion des risques majeurs, notamment à la protection des nappes phréatiques et des aquifères à l'occasion de l'exercice des activités objet de la présente loi ;

- * de la réglementation en matière d'utilisation de produits chimiques dans le cadre de l'exercice des activités, objet de la présente loi ;

- * de la réglementation relative au dioxyde de carbone (CO₂) ;

- * du cahier des charges de la construction des infrastructures de transport par canalisation et de stockage ;

- * du contrôle de conformité et de qualité des produits pétroliers ;

- * de l'application de normes et de standards établis sur la base de la meilleure pratique internationale. Ces normes et standards sont définis par voie réglementaire ;

- * de l'application des pénalités et amendes payables au Trésor public en cas d'infraction aux lois et règlements relatifs à :

- la réglementation technique applicable aux activités régies par la présente loi,

- la réglementation relative à l'application des tarifs et du principe du libre accès des tiers aux infrastructures de transport par canalisation et de stockage,

- la réglementation en matière d'hygiène, de sécurité industrielle et d'environnement.

Les montants et les modalités d'application des amendes et pénalités prévues au présent article sont définis par voie réglementaire.

L'autorité de régulation des hydrocarbures est également chargée :

- d'étudier les demandes d'attribution de concession de transport par canalisation et de soumettre des recommandations au ministre chargé des hydrocarbures ;

- d'étudier les demandes pour l'exercice des activités de raffinage, de stockage et de distribution des produits pétroliers et recommande, au ministre chargé des hydrocarbures, l'octroi de l'autorisation d'exercer ces activités ;

- du contrôle des appareils à pression (APV et APG) et équipements électriques ;

- de qualifier des bureaux d'expertise chargés du contrôle réglementaire, à l'effet de leur agrément par le ministre chargé des hydrocarbures ;

- de recommander, au ministre chargé des hydrocarbures, le retrait d'une concession de transport par canalisation, en cas de manquement grave aux dispositions prévues par la concession, selon les conditions définies par voie réglementaire ;

- de veiller au fonctionnement du système de péréquation et de compensation des tarifs de transport des hydrocarbures et produits pétroliers dont les modalités de fonctionnement sont fixées par voie réglementaire ;

- de participer, avec les services du ministère en charge des hydrocarbures, en matière de politique sectorielle et de contribuer à l'élaboration des textes réglementaires et règlements techniques régissant les activités hydrocarbures ;

- d'établir, au début de chaque année, un plan national de développement des infrastructures de transport par canalisation, par effluent et de le transmettre au ministre chargé des hydrocarbures.

L'autorité de régulation des hydrocarbures organise, en son sein, un service de conciliation pour les différends résultant de l'application de la réglementation et notamment celle relative à l'accès au système de transport par canalisation et de stockage des produits pétroliers et aux tarifs.

L'autorité de régulation des hydrocarbures établit un règlement intérieur pour le fonctionnement de ce service ».

« Art. 14. — L'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) est chargée notamment :

- de l'évaluation du domaine minier des hydrocarbures notamment par la réalisation des études de bassins,

- de la promotion des investissements dans la recherche et l'exploitation d'hydrocarbures,

— de la gestion et de la mise à jour des banques de données concernant la recherche et l'exploitation des hydrocarbures, sous la responsabilité du ministre chargé des hydrocarbures,

— de l'octroi des autorisations de prospection,

— du lancement des appels à la concurrence et l'évaluation des offres concernant les activités de recherche et/ou d'exploitation,

— de la conclusion des contrats de recherche et/ou d'exploitation,

— du suivi et du contrôle, en sa qualité de partie contractante, de l'exécution des contrats de recherche et/ou d'exploitation conformément aux dispositions de la présente loi,

— de l'étude et de l'approbation des plans de développement et leur mises à jour périodiques,

— du contrôle et du respect de la conservation optimale dans le cadre de l'exploitation des ressources en hydrocarbures,

— de la consolidation d'un plan à moyen et long terme du secteur des hydrocarbures à partir des plans à moyen et long terme des contractants et de le transmettre au ministre chargé des hydrocarbures, au mois de janvier de chaque année,

— de la collaboration avec les services du ministère en charge des hydrocarbures en matière de politique sectorielle et d'élaboration des textes réglementaires régissant les activités hydrocarbures,

— de l'encouragement des activités de recherche scientifique dans le domaine des activités régies par la présente loi,

— du suivi, du contrôle et de l'audit des coûts liés aux activités objet des contrats de recherche et/ou d'exploitation,

— de la détermination et de la collecte de la redevance et de son reversement au Trésor public dès le jour ouvrable suivant sa réception, après déduction des montants définis à l'article 15 ci-dessous,

— de s'assurer que l'opérateur, tel que défini à l'article 29 ci-dessous, s'est acquitté de la taxe sur le revenu pétrolier et de la taxe superficielle, prévues au titre VIII de la présente loi, ainsi que, le cas échéant, des paiements des taxes concernant le torchage du gaz et l'utilisation de l'eau, conformément aux dispositions des articles 52 et 53 ci-dessous,

— de la collaboration avec l'administration fiscale pour l'échange d'informations fiscales concernant les contrats de recherche et/ou d'exploitation afin de lui permettre notamment d'accéder aux éléments d'information utilisés pour le calcul de la fiscalité pétrolière conformément aux dispositions de la présente loi ».

« Art. 17. — Dans l'exercice des activités, objet de la présente loi, est observé le plus strict respect des obligations et prescriptions afférentes :

.....(sans changement jusqu'à).....

— au contenu des lois et règlements en vigueur en matière de protection de l'environnement et de l'utilisation des produits chimiques notamment dans les opérations relatives aux hydrocarbures non conventionnels.

Dans la mise en œuvre de ses missions de contrôle, l'autorité de régulation des hydrocarbures peut faire appel à des bureaux de contrôle et d'expertise spécialisés agréés afin d'éviter tout risque.

Les modalités et les conditions d'agrément des bureaux de contrôle et d'expertise spécialisés sont définies par voie réglementaire ».

« Art. 18. — Toute personne doit, avant d'entreprendre toute activité objet de la présente loi, préparer et soumettre, à l'approbation de l'autorité de régulation des hydrocarbures, une étude d'impact environnemental et un plan de gestion de l'environnement comprenant obligatoirement la description des mesures de prévention et de gestion des risques environnementaux associés auxdites activités conformément à la législation et à la réglementation en vigueur en matière d'environnement.

L'autorité de régulation des hydrocarbures est chargée de suivre et de coordonner ces études en liaison avec le ministère chargé de l'environnement et d'obtenir le visa correspondant aux contractants et opérateurs concernés.

L'autorité de régulation des hydrocarbures est chargée de coordonner les études d'impact sur l'environnement relatives aux activités sismiques et de forage avec les départements ministériels et les wilayas concernés qui sont tenus de transmettre leurs avis dans les délais fixés par la réglementation en vigueur.

Passé les délais réglementaires d'un (1) mois, les études sont considérées recevables et l'autorité de régulation des hydrocarbures est chargée d'octroyer le visa correspondant aux contractants concernés après examen de conformité de l'étude par rapport à la réglementation en vigueur.

Le ministère en charge de l'environnement en est tenu informé.

Toute étude de dangers, élaborée pour les activités définies dans la présente loi, doit décrire les risques engendrés par les activités et justifier les mesures de prévention et de protection mises en œuvre.

Ces études de dangers doivent être soumises à l'approbation de l'autorité de régulation des hydrocarbures.

Les études de dangers doivent être actualisées au moins tous les cinq (5) ans.

Les modalités d'approbation des études de dangers spécifiques au secteur des hydrocarbures et leur contenu sont définies par voie réglementaire.

Dans le cadre de l'exercice des activités régies par la présente loi, toute personne devant mettre en œuvre un projet de stockage géologique, notamment du dioxyde de carbone, doit élaborer et soumettre, à l'approbation de l'autorité de régulation des hydrocarbures, une étude de faisabilité et un plan de gestion des risques.

Les conditions et modalités d'octroi de l'autorisation pour stockage géologique sont définies par voie réglementaire ».

« Art. 19. — Pour les besoins de la recherche et de l'exploitation, le domaine minier national relatif aux hydrocarbures est partagé en quatre (4) zones appelées zones A, B, C, D.

La subdivision géographique et géologique, les conditions et la méthodologie de changement de délimitation des zones ainsi que les tailles maximales des périmètres de chaque zone sont fixées par voie réglementaire.

Les tailles maxima des périmètres de chaque zone sont adaptées régulièrement par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) au fur et à mesure du développement du domaine minier après approbation du ministre chargé des hydrocarbures ».

« Art. 20. — L'autorisation de prospection peut être accordée par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), après approbation du ministre chargé des hydrocarbures, à toute personne demandant à exécuter des travaux de prospection d'hydrocarbures sur un ou plusieurs périmètres.

L'autorisation de prospection est délivrée, selon les procédures et conditions définies par voie réglementaire, pour une durée de deux (2) années, renouvelable une seule fois pour une durée maximale de deux (2) années.

Dans le cas où un périmètre ayant fait l'objet d'une autorisation de prospection est mis en appel à la concurrence pour la conclusion d'un contrat de recherche et d'exploitation d'hydrocarbures, les personnes ayant réalisé ou réalisant des travaux de prospection sur ce périmètre disposent d'un droit de préférence à la condition que ces personnes s'alignent, séance tenante, sur la meilleure offre obtenue pour ledit périmètre sous réserve de leur participation audit appel à la concurrence.

Dans ce cas, les dépenses de prospection, préalablement approuvées par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), seront considérées comme investissements de recherche ».

« Art. 21. — Le contrat de recherche et/ou d'exploitation a la primauté sur l'autorisation de prospection.

Tout périmètre concerné par un contrat de recherche et/ou d'exploitation ne peut faire l'objet d'une autorisation de prospection et est exclu du domaine d'application de toute autorisation de prospection déjà octroyée ».

« Art. 22. — Toutes données et tous résultats issus des travaux de prospection doivent être mis à la disposition de l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) selon des procédures établies par voie réglementaire.

Ces données et résultats sont la propriété de l'Etat ; l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) en assure la gestion et la conservation ».

« Art. 24. — Le contrat de recherche et d'exploitation confère au contractant le droit exclusif d'exercer dans le périmètre défini par ledit contrat :

— des activités de recherche ;

— des activités d'exploitation, en cas de découverte déclarée commerciale par le contractant et après approbation, par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), du plan de développement relatif à ladite découverte.

Le contrat d'exploitation relatif à un ou plusieurs gisement(s) déjà découvert(s) confère au contractant le droit exclusif d'exercer, dans le périmètre défini par ledit contrat, des activités d'exploitation sur le ou les niveau(x) géologique(s) précisé(s) dans le plan de développement approuvé par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

Durant les travaux de mise en œuvre du plan de développement approuvé par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) et dans le cas où le contractant réalise une découverte fortuite dans le ou les niveau(x) géologique(s) objet du plan de développement y afférent, il peut prétendre à un droit sur cette découverte fortuite.

Il est entendu par découverte fortuite toute accumulation d'hydrocarbures non incluse dans ledit plan de développement approuvé par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

Les modalités et les conditions de développement d'une découverte fortuite sont précisées dans le contrat ».

« Art. 25. — Sous réserve de l'application des dispositions relatives à la commercialisation du gaz prévue à l'article 48 ci-dessous, les hydrocarbures extraits, dans le cadre d'un contrat de recherche et/ou d'exploitation, sont propriété du contractant au point de mesure et soumis à une redevance selon les termes et conditions établies par ledit contrat ».

« Art. 26. — La redevance est acquittée par chèque bancaire ou par tout autre instrument de paiement autorisé et pouvant s'effectuer au moyen de transfert de fonds électronique.

Nonobstant les dispositions du paragraphe ci-dessus, l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) peut demander au contractant de payer la redevance en nature, conformément aux dispositions du contrat.

Cette redevance est établie sur la base des quantités d'hydrocarbures produites et décomptées après les opérations de traitement au champ, au point de mesure.

Sont exclues pour le calcul de cette redevance les quantités d'hydrocarbures qui sont :

- soit consommées pour les besoins directs de la production ;
- soit perdues avant le point de mesure ;
- soit réintroduites dans le ou les gisement(s), à condition que ce ou ces gisement(s) ai(ent) fait l'objet d'un seul et même contrat.

Les quantités d'hydrocarbures consommées ou perdues qui sont exclues du calcul de la redevance, doivent être limitées à des seuils techniquement admissibles, prévus dans le plan de développement approuvé par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

Ces quantités exclues font l'objet de justifications auprès de l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

Les modalités d'application des dispositions du présent article sont définies par voie réglementaire ».

« Art. 29. — Pendant la période de recherche, le contrat spécifie laquelle des personnes est l'opérateur.

Pendant la période d'exploitation, le rôle d'opérateur pour la conduite des opérations pétrolières est assuré par toute personne composant le contractant ou par toute autre forme d'organe conjoint convenue par les personnes constituant le contractant et préalablement approuvée par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

Tout changement d'opérateur doit être soumis à l'accord préalable de l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) ».

« Art. 31. — Les personnes regroupées en "contractant" peuvent, individuellement ou conjointement, transférer tout ou partie de leurs droits et obligations dans le contrat entre elles ou à toute autre personne et ce dans le respect des dispositions du contrat.

Les dispositions de l'alinéa ci-dessus ne s'appliquent à l'entreprise nationale SONATRACH- SPA que si son taux de participation est supérieur à 51 % auquel cas, elle peut transférer tout ou partie de ses droits et obligations correspondant à la différence entre son taux de participation dans le contrat et le taux minimum de 51 % prévu par la présente loi.

Ce transfert, pour être valable, doit être préalablement approuvé par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) et concrétisé par un avenant à ce contrat qui est approuvé conformément aux dispositions de l'article 30 ci-dessus.

Dans tous les cas, l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) donne un droit de préemption à l'entreprise nationale SONATRACH - SPA qui doit l'exercer dans un délai n'excédant pas 90 jours à compter de la date de notification de ce transfert par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

Tout transfert est soumis au paiement au Trésor public, par la ou les personnes cédantes, d'un droit non déductible, dont le montant est égal à un pour cent (1 %) de la valeur de la transaction. Le mode de calcul et de liquidation de ce droit est précisé par voie réglementaire.

Les transferts entre une personne et ses filiales, dont le capital est détenu totalement et directement par ladite personne, n'impliquant pas de transaction commerciale ne sont pas soumis à cette disposition.

Le ministre chargé des hydrocarbures peut, sur rapport motivé et circonstancié, déroger aux dispositions relatives au droit de transfert pour des motifs d'intérêt général dans le cadre de la politique en matière d'hydrocarbures ».

« Art. 32. — Le contrat de recherche et d'exploitation et le contrat d'exploitation sont conclus suite à un appel à la concurrence conformément aux procédures établies par voie réglementaire.

.....(sans changement jusqu'à).....

- les procédures d'évaluation des offres et de conclusion des contrats.

Les projets de contrats de recherche et d'exploitation et de contrats d'exploitation fournis pour chaque appel à la concurrence sont approuvés par le ministre chargé des hydrocarbures.

Pour des motifs d'intérêt général, dans le cadre de la politique en matière d'hydrocarbures et sur proposition de l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), le ministre chargé des hydrocarbures peut déroger aux dispositions ci-dessus. Le contrat conclu dans le cadre de cette dérogation reste soumis aux dispositions de la présente loi, notamment son article 30.

Les contrats de recherche et d'exploitation et les contrats d'exploitation contiennent obligatoirement une clause de participation de l'entreprise nationale SONATRACH-SPA, dont le taux de participation est fixé à un minimum de 51 %, préalablement à chaque appel à concurrence, dans lesdits contrats ».

« Art. 33. — Pour chacun des périmètres, objet de l'appel à la concurrence, en vue de la conclusion d'un contrat de recherche et d'exploitation, l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) détermine et signifie le ou les critère(s) retenu(s) pour la sélection des offres.

L'ouverture des plis est publique. Le contrat est conclu avec le soumissionnaire dont l'offre a été retenue ».

« Art. 34. — Pour les besoins de la conclusion des contrats d'exploitation concernant les gisements déjà découverts, l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) lance un appel à la concurrence en deux phases :

.....(sans changement jusqu'à).....

- * une deuxième phase, dite économique, destinée à sélectionner l'un des soumissionnaires.

L'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) détermine et signifie, dès le lancement de la première phase, le ou les critère(s) retenu(s) pour la sélection des offres.

— l'ouverture des plis concernant la phase économique est publique. Le contrat est conclu avec le soumissionnaire dont l'offre a été retenue ».

« Art. 35. — Le contrat de recherche et d'exploitation comprend deux (2) périodes :

* une période de recherche fixée à sept (7) ans à compter de sa date d'entrée en vigueur, sous réserve des dispositions des articles 37 et 42 ci-dessous, avec une phase initiale de trois (3) ans. Cette phase initiale est désignée comme première phase de recherche, elle est suivie d'une deuxième et d'une troisième phase de recherche, qui ont chacune une durée de deux (2) ans.

Le programme de travaux de chacune desdites phases ainsi que les conditions de passage d'une phase à une autre sont définis dans le contrat.

* une période d'exploitation fixée à vingt-cinq (25) ans à compter de la date de notification de l'approbation du plan de développement par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

Pour les gisements de gaz naturel, une période de cinq (5) ans supplémentaire est ajoutée à la période d'exploitation.

Dans le cas d'hydrocarbures non conventionnels, le contrat de recherche et d'exploitation comprend deux périodes :

* une période de recherche fixée à onze (11) ans maximum à compter de la date d'entrée en vigueur du contrat, sous réserve des dispositions des articles 37 et 42 ci-dessous, avec une phase initiale de trois (3) ans. Cette phase initiale est désignée comme première phase de recherche. Elle est suivie d'une deuxième et d'une troisième phase de recherche, qui ont chacune une durée de deux (2) ans. A ces trois phases, vient s'ajouter une phase dite pilote d'une durée maximale de quatre (4) ans qui pourra proroger l'une des dites phases de recherche. Ladite phase pilote sera accordée au contractant par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

* une période d'exploitation d'une durée de :

— trente (30) ans dans le cas d'exploitation d'hydrocarbures non conventionnels liquides ;

— quarante (40) ans dans le cas d'exploitation d'hydrocarbures non conventionnels gazeux.

Cette période d'exploitation est augmentée d'une prorogation optionnelle d'une durée de cinq (5) ans supplémentaire à la demande du contractant. Cette période pourra être suivie d'une deuxième prorogation optionnelle d'une durée de cinq (5) ans supplémentaire à la demande du contractant et après accord de l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

Dans le cas où une des phases de recherche n'a pas été utilisée, la période d'exploitation est augmentée d'une durée égale à celle de ladite phase.

Pour les besoins du calcul de la taxe superficielle, et dans le cas où la phase pilote intervient à la fin de la phase de recherche, il sera fait application du montant unitaire relatif à la 3ème phase conformément à l'article 84 ci-dessous.

« Art. 37. — Au terme de la période de recherche, il est automatiquement mis fin au contrat de recherche et de plein droit si le contractant n'a pas déclaré de gisement commercial ou s'il n'a pas sélectionné un périmètre, sujet à l'application de l'article 42 ci-dessous.

Le contractant peut prétendre à une prorogation de la période de recherche d'une durée maximale de deux (2) ans, pour lui permettre d'achever les travaux de délimitation d'une découverte réalisée avant l'expiration de la période de recherche.

Le programme de travaux de délimitation doit être soumis, pour approbation, à l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

Une extension exceptionnelle de six (6) mois de la période de recherche peut être accordée au contractant pour lui permettre d'achever les travaux de forage d'un puits entamé avant la fin de la période de recherche.

En cas de découverte, la durée maximale de la prorogation de la période de recherche pour la délimitation est de deux (2) ans, diminuée de la durée de l'extension exceptionnelle effectivement utilisée.

Dans le cas de la prorogation de la période de recherche et pour les besoins du calcul de la taxe superficielle, il sera fait application du montant unitaire relatif à la période exceptionnelle conformément à l'article 84 ci-dessous.

La prorogation de la période de recherche est accordée par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) sur demande motivée du contractant, exprimée avant la fin de la période de recherche ».

« Art. 38. — Le périmètre contractuel, à l'exclusion des périmètres d'exploitation ou des périmètres ayant fait l'objet de l'application de l'article 42 ci-dessous, est réduit, à la fin de chaque phase de la période de recherche, selon un taux qui est fixé dans le contrat.

Pour les hydrocarbures non conventionnels, les modalités et conditions de rendus de surface sont fixées dans le contrat.

A la fin de la période de recherche, l'ensemble des surfaces et des horizons géologiques non couverts par le plan de développement approuvé par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) est restitué.

Dans le cas où ces surfaces et horizons géologiques ainsi exclus sont mis en appel à la concurrence, un droit de préférence peut être accordé au contractant ayant restitué lesdits surfaces et horizons géologiques à condition que le contractant s'aligne sur la meilleure offre retenue ».

« Art. 43. — Le contrat de recherche et d'exploitation doit spécifier le programme minimum de travaux que le contractant s'engage à réaliser durant la période de recherche.

Le contrat de recherche et d'exploitation doit aussi spécifier le montant de la garantie bancaire de bonne exécution, payable en Algérie sur simple demande de l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), établie par une banque de premier ordre domiciliée en Algérie et acceptée par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), couvrant le montant des travaux minimum à réaliser par le contractant durant chaque phase de recherche.

Cette obligation de garantie bancaire de bonne exécution n'est pas applicable aux sociétés de droit algérien qui disposent notamment d'un patrimoine propre dont la valeur est supérieure au montant de la garantie bancaire sus-citée.

Les modalités et conditions d'application du présent paragraphe sont précisées par voie réglementaire ».

« Art. 45. — Le contractant doit satisfaire notamment aux normes et standards édictés par la réglementation en matière de :

- sécurité industrielle,
- protection de l'environnement,
- technique opérationnelle.

Il doit aussi fournir à l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), régulièrement et sans retard, toutes les données et résultats obtenus dans le cadre de l'exécution du contrat, ainsi que tous les rapports requis par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), dans les formes et aux fréquences qui sont établies par les procédures notifiées par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

Ces données et résultats sont la propriété de l'Etat; l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) en assure la gestion et la conservation ».

« Art. 46. — Le contractant ayant découvert un gisement peut bénéficier, après approbation du ministre chargé des hydrocarbures, d'une autorisation de production anticipée, à partir d'un ou plusieurs puits pour une durée ne dépassant pas douze (12) mois à partir de la date d'attribution de cette autorisation par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

L'autorisation de production anticipée est octroyée au contractant dans le but exclusif d'acquérir des informations et caractéristiques complémentaires, nécessaires pour lui permettre d'élaborer un plan de développement à soumettre à l'approbation de l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

Pour les hydrocarbures non conventionnels, le contractant peut, dans le cadre de la réalisation du pilote, bénéficier d'une autorisation de production anticipée dans la limite de la durée du pilote fixée à l'article 35 ci-dessus.

Cette production anticipée est soumise au régime fiscal prévu par la présente loi ».

« Art. 47. — Le contractant doit adresser à l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) une notification portant déclaration de gisement commercial.

Cette notification doit être accompagnée, pour approbation, d'une proposition d'un plan de développement faisant ressortir notamment une estimation des coûts de développement et d'une délimitation du périmètre d'exploitation ainsi que d'une proposition de localisation du point de mesure.

L'exécution du plan de développement ne peut intervenir qu'après notification par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) de son approbation.

Toute modification du plan de développement proposée doit faire l'objet d'une demande d'approbation préalable de l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

Le contractant doit soumettre, annuellement, pour approbation par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), les programmes de travaux et les budgets correspondants.

Le plan de développement doit spécifier le ou les points de mesure, dans le périmètre d'exploitation, où est déterminé le volume d'hydrocarbures retenu pour les besoins du calcul de la redevance.

Pour les hydrocarbures non conventionnels, le canevas, les modalités et les conditions de présentation pour approbation par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) du plan de développement et son exécution sont précisés dans le contrat ».

« Art. 48. — Chaque contrat de recherche et d'exploitation conclu avec le contractant doit préciser le taux de participation de l'entreprise nationale SONATRACH - SPA tel que fixé à l'article 32 ci-dessus, les conditions d'exécution du contrat ainsi que le mode et les conditions de financement des investissements de recherche et d'exploitation.

Dans le cas où l'entreprise nationale SONATRACH - SPA décide de participer au financement des investissements de recherche, le contrat doit également préciser, notamment, le niveau de financement à sa charge, et ce, dans la limite de son taux de participation dans le contrat.

L'entreprise nationale SONATRACH - SPA doit communiquer à l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), préalablement au lancement de l'appel à la concurrence, le taux de sa participation ainsi que le mode et les conditions de financement des investissements de recherche.

Lorsque le contractant est constitué de l'entreprise nationale SONATRACH - SPA et d'autres personnes, un accord d'opérations est signé par le contractant et annexé au contrat. Cet accord définit les droits et obligations de l'entreprise nationale SONATRACH - SPA et des autres personnes constituant le contractant et précise les modalités de financement des coûts de recherche et de leur remboursement par l'entreprise nationale SONATRACH - SPA, le cas échéant, et d'exploitation.

L'accord d'opérations contient, obligatoirement, une clause de commercialisation conjointe de tout gaz provenant de la découverte dans le cas où ce gaz doit être commercialisé à l'étranger. Toutefois, l'entreprise nationale SONATRACH - SPA peut, si elle accepte, commercialiser ce gaz pour le compte des personnes constituant le contractant.

Les programmes de travaux de recherche et les budgets correspondants doivent être soumis, annuellement et au plus tard trois (3) mois avant le début de l'année concernée, à l'approbation de l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

Les programmes de travaux et les budgets correspondants relatifs aux plans de développement approuvés doivent être soumis, annuellement et au plus tard trois (3) mois avant le début de l'année concernée, à l'approbation de l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) ».

« Art. 49. — Le contractant est tenu d'appliquer les méthodes nécessaires permettant une conservation optimale des gisements.

A cet effet, chaque plan de développement d'un gisement doit contenir les engagements de travaux et de dépenses visant à l'optimisation de la production pendant toute la durée de vie du gisement.

Le contractant doit transmettre, selon des modalités définies par voie réglementaire, à l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), au plus tard le 31 janvier de l'année (n + 1), un état annuel des réserves de l'année (n) arrêté au 1er janvier de l'année (n + 1) ».

« Art. 50. — Pour des raisons liées aux objectifs de la politique nationale énergétique, des limitations de production des gisements d'hydrocarbures liquides ainsi que l'approvisionnement en priorité du marché national en hydrocarbures liquides peuvent être appliqués.

Ces limitations font l'objet d'une décision du ministre chargé des hydrocarbures qui fixe les quantités, la date d'intervention de ces limitations et leur durée.

La répartition de ces limitations est appliquée, de manière équitable, par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) à l'ensemble des contractants, *au prorata* de leur production respective.

Les conditions et modalités d'approvisionnement du marché national en hydrocarbures liquides sont définies dans le contrat. Le prix de cession pour les quantités d'hydrocarbures liquides prélevées à ce titre est le prix de base déterminé conformément aux dispositions des articles 90 et 91 ci-dessous ».

« Art. 51. — Les procédures d'approvisionnement en gaz du marché national et d'exportation du gaz ainsi que le rôle de l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) sont établis dans le titre III de la présente loi.

Il est accordé une priorité pour satisfaire les besoins du marché national en gaz.

L'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) peut demander à chaque contractant producteur de gaz de contribuer à la satisfaction de ces besoins. Le taux maximum de la contribution de chaque contractant, les modalités et les conditions pour l'approvisionnement du marché national en gaz sont définis dans le contrat.

Les quantités de gaz prélevées au titre de la contribution de chaque contractant prévue dans le présent article sont cédées, au prix de valorisation défini dans le présent article, à l'entreprise nationale SONATRACH - SPA qui assure les besoins du marché national.

Nonobstant les dispositions de l'article 10 de la présente loi, le prix appliqué pour la valorisation des quantités de gaz prélevées au titre de cette contribution est la moyenne, pondérée par les volumes, des prix des différents contrats de vente de gaz algérien à l'exportation réalisés par le contractant ».

« Art. 52. — Le torchage du gaz est prohibé. Cependant, et exceptionnellement pour des durées limitées, l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) peut accorder une autorisation de torchage à la demande de l'opérateur.

Les conditions d'octroi de cette autorisation exceptionnelle ainsi que les seuils admissibles sont définis par voie réglementaire.

L'opérateur sollicitant cette autorisation exceptionnelle doit s'acquitter d'une taxe spécifique payable au Trésor public, non déductible, de huit mille dinars (8000 DA) par millier de normaux mètres cubes (Nm³) de gaz torché.

Nonobstant les dispositions du paragraphe ci-dessus, dans le cas de zones éloignées ou isolées, des conditions de tarification spécifiques sont fixées par voie réglementaire.

Il est entendu par zone éloignée ou isolée, une zone où les infrastructures permettant la récupération et/ou l'évacuation du gaz sont inexistantes ou limitées.

Sont exclues du paiement de cette taxe spécifique, les quantités de gaz torchées durant la mise en conformité visée à l'article 109 ci-dessous, ainsi que les quantités de gaz torchées durant la période de recherche lors des opérations de tests de puits d'exploration et/ou de délinéation.

Sont également exclues du paiement de cette taxe spécifique, les quantités de gaz torchées durant la période de démarrage des installations pour des périodes n'excédant pas des seuils fixés par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

L'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) est tenue de contrôler les quantités torchées et de s'assurer du paiement de cette taxe par l'opérateur.

Cette taxe est actualisée selon la formule suivante :

Le taux de change moyen à la vente du dollar des Etats-Unis d'Amérique en dinars du mois calendaire précédant la date de paiement, publié par la Banque d'Algérie, divisé par quatre-vingts dinars (80 DA) et multiplié par le montant de la taxe fixée ci-dessus.

L'actualisation de cette taxe spécifique est appliquée au début de chaque année.

En outre, ladite taxe est soumise à indexation selon des formules spécifiques à l'activité ».

« Art. 53. — Au cas où le plan de développement, proposé par le contractant et approuvé par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), prévoit l'utilisation d'eau pour les opérations pétrolières, une taxe spécifique non déductible, dénommée « redevance d'usage à titre onéreux du domaine public hydraulique par prélèvement d'eau », doit être acquittée par l'opérateur et affectée conformément à la législation et à la réglementation en vigueur.

L'utilisation d'eau par prélèvement dans le domaine public hydraulique, pour les opérations en hydrocarbures non conventionnels, s'effectue en vertu d'une autorisation ou d'une concession délivrée par l'administration chargée des ressources en eau en coordination avec l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), conformément à la législation en vigueur.

Pour les opérations relatives aux hydrocarbures non conventionnels, les quantités d'eau doivent être utilisées de manière rationnelle, notamment par leur réutilisation après traitement ».

« Art. 54. — Dans le cas où un gisement déclaré commercial s'étend sur au moins deux périmètres, objet de contrats distincts, les contractants concernés doivent, après notification par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), établir un plan conjoint pour le développement et l'exploitation du gisement. Ce plan est désigné par "plan d'unitisation". Il est soumis à l'approbation de l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

Dans le cas où les contractants ne s'accordent pas sur un plan d'unitisation, six (6) mois après la notification de l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) à l'effet de préparer un plan d'unitisation, ou si l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) n'approuve pas le plan d'unitisation soumis par les contractants, l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) engage, à la charge des contractants, un expert indépendant, choisi conformément au contrat, pour établir un plan d'unitisation.

Ce plan d'unitisation, engageant les contractants, entre en vigueur après son approbation par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

Dans le cas où ce gisement s'étend sur un ou plusieurs autres périmètres qui ne sont pas objet du contrat, l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) peut:

— procéder à un appel à la concurrence en vue de conclure un contrat d'exploitation concernant l'extension du gisement ou,

— nonobstant les dispositions de l'article 32 ci-dessus et après accord du ministre chargé des hydrocarbures, conclure un avenant au contrat ayant pour objet l'adjonction de la surface de l'extension du gisement au périmètre contractuel sur lequel ledit gisement est découvert.

Dans le cas d'un appel à la concurrence, le ou les signataires de ce contrat d'exploitation sont tenus de se conformer au processus d'élaboration du plan d'unitisation comme défini ci-dessus.

Lorsque le gisement déclaré commercial s'étend sur deux ou plusieurs zones, le régime fiscal applicable est déterminé à partir des paramètres de calcul applicables à chaque zone, au *pro rata* des volumes d'hydrocarbures contenus originellement dans chaque zone.

Les dispositions du présent article ne s'appliquent pas aux hydrocarbures contenus dans les formations géologiques argileuses et/ou schisteuses imperméables ou à très faible perméabilité ».

« Art. 55. — La personne telle que définie dans la présente loi peut être résidente ou non résidente.

.....(sans changement jusqu'à).....

La dotation de cette succursale doit être financée au moyen de devises convertibles importées.

Toutes dépenses encourues en Algérie par une personne non résidente doivent être couvertes au moyen de devises convertibles dont l'importation a été dûment constatée.

Pour autant qu'elle ait couvert ses dépenses de recherche au moyen de devises convertibles dont l'importation a été dûment constatée, la personne non résidente est autorisée:

.....(le reste sans changement).....».

« Art. 58. — Tout différend opposant l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) au contractant, né de l'interprétation et/ou de l'exécution du contrat ou de l'application de la présente loi et/ou des textes pris pour son application, fait l'objet d'une procédure de règlement amiable dans les conditions convenues dans le contrat.

En cas d'échec de cette procédure, le différend peut être soumis à l'arbitrage international, dans les conditions convenues dans le contrat.

Le recours à l'arbitrage international susvisé concerne exclusivement les personnes constituant le contractant, autres que l'entreprise nationale SONATRACH - SPA.

Dans le cas d'un différend opposant l'entreprise nationale SONATRACH - SPA aux autres personnes constituant le contractant, ledit différend peut être soumis à l'arbitrage international dans les conditions prévues au contrat.

Le droit algérien, notamment la présente loi et les textes pris pour son application, est appliqué au règlement des différends ».

« Art. 59. — Outre les missions définies dans l'article 14 de la présente loi, l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) est chargée de :

1/ tenir et actualiser un état des réserves de gaz, un état des besoins en gaz pour la satisfaction du marché national et un état des quantités de gaz disponibles à l'exportation,

2/ veiller à ce que l'approvisionnement du marché national soit assuré par les contractants,

3/ délivrer des autorisations exceptionnelles de torchage du gaz et s'assurer du paiement de la taxe spécifique comme stipulé à l'article 52 ci-dessus ».

« Art. 60. — Les informations relatives aux contrats de vente de gaz et leurs avenants et accords éventuels, nécessaires à la détermination du prix de base du gaz tel que prévu par les dispositions des articles 90 et 91 ci-dessous, doivent être communiquées par le contractant à l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

La périodicité de communication des informations sus-citées et le canevas y afférent sont définis par arrêté du ministre chargé des hydrocarbures ».

« Art. 63. — A l'exception des quantités de gaz prélevées au titre de la contribution de chaque contractant producteur de gaz à la satisfaction des besoins du marché national en gaz, tel que prévu par les dispositions de l'article 51 ci-dessus, le prix du gaz destiné au marché national est fixé conformément aux dispositions de l'article 10 ci-dessus.

L'entreprise nationale SONATRACH - SPA assure les besoins en gaz du marché national ».

« Art. 68. — Sous réserve des dispositions de l'article 73 de la présente loi, les activités de transport par canalisation des hydrocarbures sont exercées par l'entreprise nationale SONATRACH - SPA, ou par une de ses filiales ayant bénéficié de concessions octroyées par arrêté du ministre chargé des hydrocarbures.

La demande de concession de transport par canalisation est soumise à l'autorité de régulation des hydrocarbures qui formule une recommandation au ministre chargé des hydrocarbures.

L'entreprise nationale SONATRACH - SPA ou l'une de ses filiales assure le transport de toute production d'hydrocarbures, à partir du point d'entrée au système de transport par canalisation ».

« Art. 69. — Un arrêté du ministre chargé des hydrocarbures définit les canalisations d'hydrocarbures gazeux relevant du secteur des hydrocarbures et les canalisations faisant partie du réseau de gaz desservant exclusivement le marché national ».

« Art. 71. — Les concessions visées dans la présente loi sont octroyées pour une durée maximale de trente (30) ans ».

« Art. 72. — Le droit d'utilisation des infrastructures de transport par canalisation des hydrocarbures est garanti sur la base du principe du libre accès des tiers moyennant le paiement d'un tarif non discriminatoire ».

« Art. 73. — Pour les canalisations internationales arrivant de l'extérieur du territoire national pour le traverser totalement ou partiellement et les canalisations internationales dont l'origine est sur le territoire national, le ministre chargé des hydrocarbures peut, après accord du conseil des ministres, octroyer une concession de transport.

Les canalisations internationales arrivant de l'extérieur du territoire national pour le traverser totalement ou partiellement sont soumises à un droit de passage.

Les termes et les conditions de l'octroi de la concession, notamment ceux se rapportant au droit de passage, sont définis et précisés dans le cahier des charges relatif à la concession.

Le ministre chargé des hydrocarbures peut, sur rapport motivé et circonstancié, permettre une prise de participation de l'entreprise nationale SONATRACH - SPA, quand elle n'est pas partie prenante, dans toute concession de transport des hydrocarbures par canalisation qui est octroyée dans le cadre du présent article ».

« Art. 75. — Pour les activités de transport par canalisation des hydrocarbures, sont établies par voie réglementaire :

- les procédures de demande d'une concession de transport par canalisation des hydrocarbures ;
- les procédures d'obtention des autorisations de construction et des opérations ;
- les procédures de contrôle et de suivi de la construction et des opérations ;
- la tarification et la méthodologie de calcul du tarif de transport par canalisation des hydrocarbures ;
- les modalités de la régulation du principe du libre accès des tiers ;
- les normes et standards techniques notamment en matière de construction et d'opérations ;
- les normes de sécurité industrielle ;
- les prescriptions relatives à la protection de l'environnement ;
- les pénalités et amendes visées à l'article 13 ci-dessus ;
- les prescriptions techniques relatives au comptage des hydrocarbures liquides et gazeux ».

« Art. 77. — Les activités de raffinage sont exercées par l'entreprise nationale SONATRACH - SPA, seule ou en association avec toute personne, selon les conditions et modalités fixées par voie réglementaire.

L'exercice des activités de raffinage est soumis à l'obligation de disposer de capacités de stockage propre.

Les niveaux des capacités de stockage sont fixés par voie réglementaire.

Les activités de transformation des hydrocarbures sont exercées par l'entreprise nationale SONATRACH - SPA seule ou en association avec toute personne.

Pour lesdites activités exercées par l'entreprise nationale SONATRACH - SPA en association avec toute personne, le taux de participation de l'entreprise nationale SONATRACH - SPA ou de ses filiales est fixé à un taux minimum de 51 %.

Les procédures d'obtention des autorisations requises pour la construction des ouvrages et leur exploitation sont définies par voie réglementaire ».

« Art. 78. — Les activités de transport par canalisation des produits pétroliers sont exercées par l'entreprise nationale SONATRACH - SPA ou ses filiales.

Les procédures d'obtention des autorisations requises pour la construction des ouvrages et leur exploitation sont définies par voie réglementaire ».

« Art. 82. — Le contrat ou la concession établit les termes et conditions permettant au contractant ou au concessionnaire de constituer des provisions, pendant la durée du contrat ou de la concession, pour faire face aux coûts d'abandon et/ou de restauration du site conformément aux dispositions des articles 80 et 81 ci-dessus.

Afin de faire face aux coûts des opérations d'abandon et de remise en état des sites qui doivent être effectuées à la fin de l'exploitation, le contractant doit verser, chaque année civile, une provision dans un compte séquestre conformément à la réglementation en vigueur.

Cette provision est considérée comme une charge d'exploitation déductible des résultats imposables au titre de l'exercice.

Cette charge d'exploitation est fixée par unité de production sur la base des réserves récupérables restantes au début de chaque année civile.

Le programme d'abandon et de restauration des sites ainsi que le budget y afférent doivent faire partie intégrante du plan de développement des contrats de recherche et/ou d'exploitation.

Le montant de cette provision est défini par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) sur la base d'une expertise.

L'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) s'assure de son versement au niveau du compte séquestre.

A la fin de l'exploitation et après réalisation des opérations d'abandon et de remise en état des sites sus-citées, les montants restants dans le compte séquestre sont versés au Trésor public.

Le contrôle de l'abandon et de la remise en état des sites s'effectue par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) en collaboration avec l'autorité de régulation des hydrocarbures et le ministère chargé de l'environnement.

Afin de faire face aux coûts des opérations d'abandon et de remise en état des sites qui doivent être effectuées à la fin de l'exploitation des canalisations de transport d'hydrocarbures et les installations annexes, le concessionnaire doit verser, chaque année civile, une provision dans un compte séquestre conformément à la réglementation en vigueur.

Cette provision est considérée comme une charge d'exploitation déductible des résultats imposables au titre de l'exercice.

Au début de chaque année civile, le tarif de transport par canalisation pour chaque unité de produit transportée doit inclure cette charge d'exploitation.

Le programme d'abandon et de restauration des sites ainsi que le budget y afférent doivent faire partie intégrante du plan de développement et d'exploitation des canalisations de transport des hydrocarbures et des installations annexes.

Le montant de cette provision est défini par l'autorité de régulation des hydrocarbures sur la base d'une expertise.

L'autorité de régulation des hydrocarbures s'assure de son versement au niveau dudit compte séquestre.

A la fin de l'exploitation des canalisations de transport des hydrocarbures et des installations annexes et après réalisation des opérations d'abandon et de remise en état des sites, sus-citées, les montants restant dans le compte séquestre sont versés au Trésor public.

Le contrôle de l'abandon et de la remise en état des sites doit se faire par l'autorité de régulation des hydrocarbures en collaboration avec le ministère chargé de l'environnement ».

« Art. 83. — Le régime fiscal applicable aux activités de recherche et/ou d'exploitation des hydrocarbures, défini par les dispositions de la présente loi, consiste exclusivement en :

.....(le reste sans changement).....».

« Art. 84. — La taxe superficielle est payable annuellement en dinars algériens (DA) ou en dollars des Etats-Unis d'Amérique au taux de change à l'achat du dollar des Etats-Unis d'Amérique fixé par la Banque d'Algérie le jour du paiement, par l'opérateur, tel que défini à l'article 29 ci-dessus, dès la mise en vigueur du contrat et conformément aux dispositions de l'article 55 de la présente loi.

Cette taxe est calculée sur la base de la superficie du périmètre, objet du contrat, à la date d'échéance de chaque paiement.

Le montant en DA de la taxe superficielle par kilomètre carré (km²) est fixé comme suit :

ANNEE ZONE	PERIODE DE RECHERCHE			PERIODE DE RETENTION DEFINIE ARTICLE 42 + PERIODE EXCEPTIONNELLE DEFINIE ARTICLE 37	PERIODE D'EXPLOITATION
	1 à 3 inclus	4 et 5	6 et 7		
Zone A	4 000	6 000	8 000	400 000	16 000
Zone B	4 800	8 000	12 000	560 000	24 000
Zone C	6 000	10 000	14 000	720 000	28 000
Zone D	8 000	12 000	16 000	800 000	32 000

Pour les besoins du calcul de la taxe superficielle relative aux périmètres de recherche et d'exploitation d'hydrocarbures non conventionnels les montants en dinars algériens de ladite taxe sont ceux prévus pour la Zone A.

Ces montants sont actualisés suivant la formule suivante :

Taux de change moyen à la vente du dollar des Etats-Unis d'Amérique en dinars, du mois calendaire précédant chaque paiement, publié par la Banque d'Algérie, divisé par quatre-vingt (80) et multiplié par le montant de la taxe fixé ci-dessus.

L'indexation est appliquée, le premier janvier de chaque année, au montant de la taxe due.

L'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) s'assure que la taxe est payée au Trésor public ».

« Art. 85. — Sont soumises à une redevance toutes les quantités d'hydrocarbures extraites à partir de chaque périmètre d'exploitation et déterminées conformément aux dispositions de l'article 26 de la présente loi.

.....(sans changement jusqu'à).....

Pour les quantités d'hydrocarbures supérieures à 100 000 b.e.p par jour déterminées sur une moyenne mensuelle, le taux de redevance, qui est fixé dans chaque contrat, applicable à l'ensemble de la production, ne peut être inférieur aux niveaux figurant dans le tableau ci-après :

ZONE	A	B	C	D
	12 %	14,5 %	17 %	20 %

Pour les quantités d'hydrocarbures non conventionnels issues d'un périmètre d'exploitation ou les quantités d'hydrocarbures issues d'un périmètre d'exploitation de type cas 3 tel que défini à l'article 87 ci-dessous, le taux de redevance applicable à l'ensemble de la production est de 5%.

Dans le cas où le contractant regroupe plus d'une personne,.....

.....(le reste sans changement).....».

« Art. 87. — Pour les besoins du calcul de la T.R.P relative aux périmètres d'exploitation se rapportant aux contrats de recherche et d'exploitation d'hydrocarbures conclus dans le cadre de la présente loi, les coefficients R_1 et R_2 sont définis comme suit :

* pour chaque année civile i donnée, i étant le rang de ladite année à partir de l'année de l'entrée en vigueur du contrat, on appelle profit brut (P_{bi}) la valeur de la production annuelle des hydrocarbures, calculée conformément à l'article 91 ci-dessous, moins les coûts d'exploitation réellement encourus au cours de la dite année i , qui doivent être approuvés par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) et les paiements effectués au cours de la dite année au titre de la redevance de la taxe sur le revenu pétrolier (TRP) et de l'impôt complémentaire sur le revenu (ICR).

La liste et la nature des coûts d'exploitation autorisés à la déduction sont définies par voie réglementaire.

* pour chaque année civile i sont déterminés :

— le profit brut actualisé au taux de 10 % ($(P_{bi}) (10\%)$) qui est égal au profit brut réalisé au cours de l'année i divisé par 1,10 à la puissance $(i-1)$,

— le profit brut actualisé au taux de 20 % ($(P_{bi}) (20\%)$) qui est égal au profit brut réalisé au cours de l'année i divisé par 1,20 à la puissance $(i-1)$,

— les dépenses d'investissements actualisées au taux de 10% ($(I_i) (10\%)$) qui sont égales aux dépenses d'investissements réellement encourues au cours de l'année i et qui doivent être approuvées par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) divisées par 1,10 à la puissance $(i-1)$ et,

— les dépenses d'investissements actualisées au taux de 20% ($(I_i) (20\%)$) qui sont égales aux dépenses d'investissements réellement encourues au cours de l'année i et qui doivent être approuvées par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) divisées par 1,20 à la puissance $(i-1)$.

La liste et la nature des dépenses d'investissements pris en compte pour la détermination des paramètres (I_i) mentionnés dans le présent article sont définies par voie réglementaire.

* Pour une année civile donnée, le coefficient (R_1) est égal au rapport du cumul des $((P_{bi}) (10\%))$, depuis l'année d'entrée en vigueur du contrat jusqu'à l'année précédant l'année de détermination du taux de TRP sur le cumul des $((I_i) (10\%))$, depuis l'année d'entrée en vigueur du contrat jusqu'à l'année précédant l'année de détermination du taux de TRP,

* Pour une année civile donnée, le coefficient (R_2) est égal au rapport du cumul des $((P_{bi}) (20\%))$, depuis l'année d'entrée en vigueur du contrat jusqu'à l'année précédant l'année de détermination du taux de TRP sur le cumul des $((I_i) (20\%))$, depuis l'année d'entrée en vigueur du contrat jusqu'à l'année précédant l'année de détermination du taux de TRP,

Et en fonction des valeurs des coefficients R_1 et R_2 , il est fait application des taux fixés dans le tableau suivant :

		Cas 1	Cas 2	Cas 3
Taux de TRP	$R_1 \leq 1$	20 %	30 %	20 %
	$R_1 > 1$ et $R_2 < 1$	$20 \% + 50 \% \times R_2$	$30 \% + 40 \% \times R_2$	$20 \% + 50 \% \times R_2$
	$R_2 \geq 1$	70 %	70 %	70 %

Le cas 1 étant tout périmètre d'exploitation à l'exclusion des périmètres du cas 3 défini ci-dessous dont la production journalière maximale est inférieure à 50 000 bep.

Le cas 2 étant tout périmètre d'exploitation à l'exclusion des périmètres du cas 3 défini ci-dessous dont la production journalière maximale est supérieure ou égale à 50 000 bep.

Il est entendu par production journalière maximale, la production journalière moyenne maximale sur l'année calendaire durant la phase plateau, tel qu'indiqué dans le plan de développement approuvé par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

Le cas 3 regroupe les périmètres d'exploitation situés dans les zones très faiblement explorées, à géologie complexe et/ou manquant d'infrastructures dont la liste est arrêtée par voie réglementaire.

Les tranches annuelles d'investissements de recherche et de développement, à l'exception de celles concernant la récupération assistée, bénéficient d'un Uplift fixé comme suit :

..... (le reste sans changement)..... ».

« Art. 89. — Les activités de recherche et/ou d'exploitation régies par la présente loi sont exemptées :

..... (sans changement jusqu'à)

Les biens d'équipement, services, matières et produits visés dans le présent article sont ceux servant à ces activités et figurant sur une liste établie par voie réglementaire ».

« Art. 90. — Les prix de base utilisés pour le calcul de la redevance, des impôts, droits et taxes, visés à l'article 91 ci-dessous, sont les moyennes du mois calendaire précédant le mois pour lequel les paiements sont dus :

..... (sans changement jusqu'à)

Pour le gaz, le prix de base utilisé pour un mois donné, pour le calcul de la redevance, des impôts, droits et taxes, est défini comme suit :

* dans le cas des quantités de gaz destinées à un contrat de vente de gaz à l'exportation, le prix de base est le prix le plus élevé parmi les prix suivants :

— le prix découlant du contrat pour le mois précédent,

— la moyenne, pondérée par les volumes, des prix des différents contrats de vente de gaz algérien à l'exportation, réalisés durant le mois précédant le mois pour lequel la redevance est due.

* dans le cas des quantités de gaz destinées à un contrat de vente de gaz à l'exportation, en vigueur à la date d'entrée en application des dispositions du présent alinéa, le prix de base est la moyenne pondérée, par les volumes, des prix des différents contrats de vente de gaz algérien à l'exportation, réalisés durant le mois précédant le mois pour lequel la redevance est due.

* dans le cas des quantités de gaz destinées à un contrat de vente de gaz au marché national, le prix de base est le prix de vente du gaz appliqué au marché national en vigueur durant l'année civile considérée, conformément aux dispositions des articles 8 et 10 de la présente loi au point de livraison ex-gazoduc.

* dans le cas d'achat de gaz pour les besoins de la récupération assistée, le prix de base est le prix librement négocié entre le vendeur et l'acheteur.

..... (le reste sans changement)

« Art. 91. — La valeur de la production des hydrocarbures extraits du ou des gisement(s) inclus dans le périmètre d'exploitation est égale au produit des quantités d'hydrocarbures passibles de la redevance par les prix de base définis à l'article 90 ci-dessus moins le tarif de transport par canalisation.

Pour les quantités prélevées en application des dispositions de l'article 50 de la présente loi, la valorisation est obtenue conformément aux dispositions du paragraphe ci-dessus applicables aux quantités destinées à l'exportation ».

« Art. 101. — Les contrats d'association conclus avant la date de publication de la présente loi ainsi que leurs avenants demeurent en vigueur jusqu'à la date de leur expiration.

L'autonomie de la volonté des parties au contrat d'association est préservée par la présente loi ».

« Art. 109. — Les conditions de mise en conformité des installations et des équipements réalisés avant la date d'entrée en vigueur de la présente loi sont définies par voie réglementaire ».

Art. 3. — Il est inséré au sein des dispositions de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005, relative aux hydrocarbures, les articles ci-après 23 bis, 78 bis, 87 bis, 88 bis, 97 bis et 110 bis rédigés comme suit :

« Art. 23. bis — L'exercice des activités relatives à l'exploitation des formations géologiques argileuses et/ou schisteuses imperméables ou à très faible perméabilité (gaz de schiste ou huile de schiste) utilisant les techniques de fracturation hydraulique est soumis à l'approbation du Conseil des ministres ».

« Art. 78. bis — Les activités de stockage et/ou de distribution des produits pétroliers sont exercées par toute personne, après autorisation de l'autorité de régulation des hydrocarbures et selon les conditions et modalités fixées par voie réglementaire, notamment en matière de niveaux de capacités de stockage propres dont doit disposer toute personne qui demande à exercer les activités sus-citées ».

« Art. 87. bis — Pour les besoins du calcul de la T.R.P pour les hydrocarbures non conventionnels tels que définis dans l'article 5 ci-dessus, les coefficients R_1 et R_2 sont calculés conformément à l'article 87 de la présente loi.

Si le coefficient R_1 est inférieur ou égal à 1, le taux de la TRP est égal à 10%.

Si le coefficient R_1 est supérieur à 1 et le coefficient R_2 inférieur à 1 :

$$\text{Taux TRP} = 10\% + 30\% \times R_2$$

Si le coefficient R_2 est égal ou supérieur à 1, le taux de la TRP est égal à 40%.

Les tranches annuelles d'investissement de recherche et d'exploitation bénéficient d'un Uplift fixé comme suit:

Taux d'Uplift vingt pour cent (20 %), et une tranche annuelle d'investissement de vingt pour cent (20%) correspondant à une durée de cinq (5) ans.

Le coût d'achat du gaz pour assurer les opérations de réinjection de gaz et de cyclage, les frais de formation des ressources humaines nationales et, le cas échéant, les coûts d'abandon sont déductibles pour les besoins du calcul de la TRP sans bénéficier d'un Uplift ».

« Art. 88. bis — Dans le cas des périmètres objet des dispositions de l'article 87 bis ci-dessus et des périmètres du type cas 1 et cas 3 mentionnés à l'article 87 de la présente loi, chaque personne participant au contrat est soumise à un ICR fixé à 19%, selon les termes et conditions en vigueur à la date du paiement et selon les taux d'amortissement prévus en annexe de la présente loi.

Ledit taux est applicable tant que le coefficient R_2 défini à l'article 87 ci-dessus est inférieur à 1. Lorsque ledit coefficient R_2 est égal ou supérieur à 1, le taux de l'ICR applicable est de 80% ».

« Art. 97. bis — Toute personne exerçant au moins une des activités objet de la présente loi est assujettie aux obligations de contrôle des sociétés telles que prévues à l'article 141 bis du code des impôts directs et taxes assimilées et des dispositions prises pour son application ».

« Art. 110. bis — Tout contractant partie à un contrat de recherche et d'exploitation conclu avec l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) peut bénéficier, dans le cadre d'un avenant au contrat, des conditions appliquées aux hydrocarbures non conventionnels dans le cas où les hydrocarbures à exploiter sont caractérisés principalement par l'une des situations prévues dans la définition du terme « hydrocarbures non conventionnels » énoncées à l'article 5 cidessus.

Pour prétendre au bénéfice des conditions du présent article, le contractant doit présenter, à l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) à l'appui de sa demande, un rapport motivé justifiant du cas d'exploitation d'hydrocarbures non conventionnels tels que définis ci-dessus accompagné de toutes les informations et données techniques prouvant cette caractéristique.

Dans les quatre-vingt-dix (90) jours suivant la réception de la demande, l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) étudie le rapport et transmet ses recommandations au ministre chargé des hydrocarbures pour décision.

La décision retenue est notifiée par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) ».

Art. 4. — Les dispositions de l'article 87 figurant à l'article 2 susvisé ne s'appliquent pas aux contrats de recherche et d'exploitation conclus dans le cadre de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 en vigueur, pour lesquels est intervenue toute production d'hydrocarbures, à partir d'un ou plusieurs gisements, à la date de publication de la présente loi au *Journal officiel*.

Les contrats visés à l'alinéa ci-dessus demeurent soumis aux dispositions du régime de la fiscalité pétrolière prévu par la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 en vigueur à la date de la publication de la présente loi au *Journal officiel*.

Art. 5. — A l'exception des contrats d'association pour lesquels une production d'un ou de plusieurs gisements d'hydrocarbures est intervenue à la date de publication de la présente loi au *Journal officiel*, les parties à un contrat d'association peuvent demander de bénéficier des dispositions de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005, susvisée, modifiée et complétée par la présente loi, dans le cadre d'un nouveau contrat soumis aux dispositions de l'article 30 de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005, susvisée.

Art. 6. — Sont abrogées les dispositions des articles 61, 62, 64, 66 et 70 de la loi n° 05-07 du 19 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 28 avril 2005, modifiée et complétée, relative aux hydrocarbures.

Art. 7. — La présente loi sera publiée au *Journal officiel* de la République algérienne démocratique et populaire.

Fait à Alger, le 19 Rabie Ethani 1434 correspondant au 20 février 2013.

Abdelaziz BOUTEFLIKA.