

**RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE**

**UNIVERSITE D'ORAN
FACULTÉ DE DROIT**

Thème

**Les caractéristiques de la fiscalité pétrolière en droit
Algérien**

Mémoire en vue de l'obtention du diplôme de Magistère en Droit

Option : Droit des affaires comparé

Encadré par :

Pr YELLES CHAUCHE Bachir

présenté par :

BENDJILALI Zine El Abidine

Les membres de jury: soutenue le 01 fevrier 2014

TRARI TANI Mustapha, Professeur, U.Oran, Président

YELLES CHAUCHE Bachir, Professeur, U.Oran, Rapporteur

BENACEUR Yousef, Professeur U.Oran Examineur

HAMADI Farida, « MCA » U.Oran, Examinatrice

PREURE Mourad, Dr, Président cabinet EMERGY

2012-2013

Remerciements

Louange à Dieu le tout puissant, pour m'avoir donné la vie et la volonté d'achever ce travail.

J'exprime ma profonde gratitude à mon directeur de mémoire, le professeur : YELLES CHAOUCHE Bachir. Il a su me laisser la liberté pour le choix du sujet et à l'accomplissement de mes travaux, tout en gardant un œil critique et avisé. Et ce, malgré les responsabilités qu'il assure.

Je remercie également le personnel de l'agence ALNAFT, notamment ceux de la division gestion de contrat et affaires juridiques qui ont accepté de m'encadrer durant le stage effectué à ladite agence.

À la mémoire de ma mere

À mes parents

À mon épouse

SOMMAIRE

INTRODUCTION

CHAPITRE PRÉLIMINAIRE

Le cadre juridique et institutionnel de l'amont pétrolier

TITRE I :

LES PRÉLÈVEMENTS À CARACTERE DOMANIAL

Chapitre 1 : La taxe superficielle calculée à des taux excessifs

Chapitre 2 : La redevance sur la production

Chapitre 3 : La redevance d'usage à titre onéreux du domaine public hydraulique

TITRE II

LES PRÉLÈVEMENTS À CARACTERE FISCAL

Chapitre 1 : La taxe sur le revenu pétrolier

Chapitre 2 : L'impôt complémentaire sur le résultat

Chapitre 3 : La taxe sur les profits exceptionnels

Chapitre 4 : Les droits de transferts

Chapitre 5 : L'impôt foncier

TITRE III

LES PRÉLÈVEMENTS À CARACTERE ENVIRONNEMENTAL

Chapitre 1 : La taxe sur le torchage du gaz

Chapitre 2 : Les droits d'utilisation de crédits d'émission de gaz à effet de serre

Chapitre 3 : Les avantages fiscaux prévus pour les activités de l'Amont pétrolier

CONCLUSION GÉNÉRALE

PRINCIPALES ABRÉVIATIONS

ABHS	Agence de bassin hydrographique Sahara
ALNAFT	Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures
AND	Autorité nationale désignée
ARH	Agence de régulation des hydrocarbures
ART	Article
ASCOOP	Association coopération
BDN	Banque de données nationales
b.e.p	Baril équivalent pétrole
BEA	Banque extérieure d'Algérie
CAPEX	Dépenses d'exploration et de développement « <i>capital expenditures</i> »
CCNUUCC	Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques
CEMAC	Communauté Economique et Monétaire de l'Afrique Centrale
CGI	Code Général des Impôts
CJCE	Cours de Justice de Communauté Européenne
CJUE	Cours de Justice de l'Union Européenne
COP7	Septième Conférence des Parties
COST OIL	Production pour la Récupération des Coûts
CPI	Consumer Price Index
CPV	Montant Cumulé de la Provision
DCG/FIN	Direction Centrale Générale /Finances
DGCAJ	Division Gestion des Contrats et Affaires Juridiques
DGE	Direction Des Grandes Entreprises
Éd	édition
EIE	Etude d'Impact de l'Environnement
FIN/PD	Finance/ Production
FIN/AST	Finance/ Association
FRR	Fond de Régulation de Recettes
GES	Gaz à Effet de Serre
GGFR	Global Gas Flaring Reduction
GNL	Gaz Naturel Liquéfié
GPL	Gaz propane Liquéfié
IAS	International Accounting Standards

IBS	Impôt sur les Bénéfices des Sociétés
ICR	Impôt Complémentaire sur le Résultat
J.O.R.A.D.P	Journal Officiel de la République Algérienne Démocratique et Populaire
J.O.R.F	Journal Officiel de la République Française
LF	Loi de Finance
LFC	Loi de Finance Complémentaire
MAP	Montant Annuel de la Provision
MDP	Mécanisme pour un Développement Propre
MGP	Montant Global de la Provision
MOC	Mise en Œuvre Conjointe
N°	Numéro
NM3	Milliers de Normaux Mètre cube
OHADA	Organisation pour l'Harmonisation du Droits des Affaires
ONU	Organisation des Nations Unies
OPA	Offre Publique d'Achat
OP.CIT	Option. Citée
OPEP	Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole
P	Page
PGE	Plan de Gestion de l'Environnement
PROFIT OIL	Production pour la Rémunération
PRP	Production Prévue pour le Périmètre contractuel
PV	Valeur de Production
RES	Remise en Etat des Sites
STC	Système de Transport par Canalisations
TAP	Taxe sur l'Activité Professionnelle
T.C.M	Taux de Change Moyen à la vente de dollars des Etats Unies d'Amérique
T.E.P	Tonne Equivalent Pétrole
TPE	Taxe sur les Profits Exceptionnels
TRP	Taxe sur le Revenu Pétrolier
T.V.A	Taxe sur la Valeur Ajoutée
T.W.A	Trésorerie de la Willaya d'Alger
URCE	Unités de Réduction Certifiées des Emissions
VRR	Volume Estimé des Réserves Récupérables

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Le pétrole est apparu comme une source d'énergie irréductible pour le secteur de l'industrie; son origine était sujet de controverses doctrinales deux théories prévalaient, celle de l'origine minérale défendue par MOISSAN et SABATIER et celle de l'origine organique soutenue par ENGLER et HOFER.¹

Dés 1859, lors du premier sondage entrepris par DRAKE, les quantités obtenues ont fait l'objet d'une véritable industrie, et dès l'année 1860, la production mondiale atteignait 70.000 tonnes; de ce fait, les autres sources d'énergie telles que le charbon, le cellulose, la graisse ont connu un déclin constant.

Le pétrole génère d'importantes ressources financières, à travers une législation fiscale particulière à travers ses principales phases d'activités qui sont : l'exploration, la production, le transport, le raffinage et la distribution.

L'activité de l'exploration regroupe les opérations de prospection et de recherche. On entend par prospection, l'opération qui consiste à faire des investigations superficielles avec l'utilisation des méthodes géophysiques en vue de la découverte d'indices de substances minérales concessibles². Quant à la recherche, elle correspond à tout ensemble de travaux superficiels ou profonds exécutés en vue d'établir la continuité d'indices découverts par la prospection. L'exploration est constituée de l'ensemble des forages dépassant une certaine profondeur³, elle a l'avantage de mettre en exergue les réserves mondiales.

La production consiste en le développement des forages d'exploration et la production effective, l'évolution de la production mondiale est quasi proportionnelle à celle des réserves.

L'organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) détient 41% de la production mondiale, le proche orient en détient en moyenne 31%. Considéré comme principale source d'énergie, le pétrole brut a connu des cotations variables : en effet, entre 1970-1973, les accords de Téhéran et Genève aboutissent à une augmentation des prix affichés⁴.

¹ A.L.DIKOUNE in : « *La fiscalité pétrolière des Etats membres de la CEMAC* » Paris ,édition l'Harmattan 2006, p. 7.

² A.L.DIKOUNE in : « *La fiscalité pétrolière des Etats membres de la CEMAC* », Paris ,édition l'Harmattan 2006, p. 16.

³ Ce seuil est variable d'un Etat à l'autre, au Cameroun, il est limité à 300 mètres.

⁴ Pendant la guerre du KIPPOUR, les pays arabes membres de l'OPEP réunis au Koweït, fixent de nouveaux prix en hausse de 70% à 100% selon les origines et les qualités.

Dés le second choc pétrolier entre (1980 - 1981) et suite aux perturbations du marché mondial provoquées par la révolution iranienne. Les pays producteurs fixent de nouveaux prix en hausse de 70% à 100% selon l'origine du pétrole et ses qualités.

En 1985 à Genève, la chute des prix du pétrole est complète, lors d'une réunion de l'OPEP où l'Arabie saoudite décida de cesser de jouer les producteurs d'appoint ce qui a entraîné une baisse très importante des cours qui atteindront leur point le plus bas 7-8 dollars par baril, ces perturbations continueront en fonction des causes politico-économiques à travers les années précédentes.

Étant donné que cette source remarquable d'énergie apporte aux Etats beaucoup de profits à travers plusieurs impositions, prélèvements fiscaux, qui couvrent des charges que la fiscalité ordinaire ne peut guère supporter et puisque les Etats comptent beaucoup sur les profits de la fiscalité pétrolière,¹ ils prévoient un régime fiscal spécifique basé sur des principes propres à l'activité pétrolière tout en conservant le principe d'appartenance des mines à l'Etat. Ce principe est toujours maintenu par les Etats producteurs.

Le principe de la propriété des hydrocarbures a préoccupé les esprits depuis longtemps, l'ONU s'est penchée sur la question dès les premières années de sa création. En effet, elle proclama que : "*les pays insuffisamment développés ont le droit de disposer librement de leurs richesses naturelles ; ils doivent les utiliser de manière à se mettre dans une position plus favorable pour faire progresser davantage l'exécution de leurs plan de développement économique conformément à leurs intérêts nationaux, et pour encourager le développement de l'économie mondiale*"². La prise de conscience de ce problème s'est opérée essentiellement sous la poussée des pays sous développés, ce principe est repris dans tous les textes relatifs au code pétrolier³.

Les hydrocarbures sont "propriété de l'Etat", "propriété de la couronne", "biens de l'Etat". Mais peut-on assimiler ce droit de propriété de l'Etat à la propriété individuelle avec toutes les prérogatives reconnues aux propriétaires sur leurs biens ? Les législations anglophones emploient une expression "*vested in the crown vested in the*

¹ Le montant de cette fiscalité a atteint 4003.00 Milliards de DA à la fin 2008.

² Résolution n : 523 VI adoptée le 12 janvier 1952 par l'assemblée générale des nations unies .

³ En Algérie, le principe de propriété des hydrocarbures est affirmé par l'article 17 de la constitution de 1996 modifiée et complétée par la loi n 02/03 du 10 avril 2002 JO n° 25, et la loi n° 08/19 du 15 novembre 2008 JO n° 63 du 16/11/2008 comme il est prévu ainsi par l'article 11 et 27 de la loi n : 05/07 du 19 juillet 2005 relative aux Hydrocarbures, modifiée et complétée par l'ordonnance n : 06/10 du 19 juillet 2006 JO n° 48.

state", cette dernière favorise la notion d'attribution de gestion et non pas la notion complexe de propriété.

Ce principe connaît des implications¹, car nul ne peut entreprendre les activités de recherches et d'exploitations sans l'autorisation de l'État propriétaire, qui octroie aux sociétés exploitantes, des autorisations de prospections, des permis de recherche et d'exploitation. En contrepartie, ces sociétés paient des droits spécifiques. Cette autorisation confère à son titulaire, le droit de prospection exclusif et le refus de cette autorisation n'ouvre aucun droit aux dommages-intérêts, ainsi que l'expiration du délai de cette autorisation n'a pas d'effet sur les concessions.

Le permis de recherche confère à son titulaire, dans les limites de son périmètre et indéfiniment en profondeur, le droit exclusif de prospection et de recherche des hydrocarbures. Sa superficie est déterminée compte tenu; des capacités techniques et financières du demandeur et de la difficulté d'exploitation, du volume des travaux indispensables pour une recherche effective, sur toute la superficie sollicitée.

Quant au permis d'exploitation, il confère à son titulaire, dans les limites de son périmètre et indéfiniment en profondeur, le droit exclusif de prospection, de recherche et d'exploitation des gîtes d'hydrocarbures pour lesquels le permis de recherche dont il dérive est valable et pour lesquels la preuve d'un gisement² exploitable est fournie.

En Algérie, le principe de propriété des hydrocarbures qui implique la question de la souveraineté de l'Etat sur ses richesses naturelles, est proclamé, par la constitution qui dispose que : « *La propriété publique est un bien de la collectivité nationale. Elle comprend le sous-sol, les mines et les carrières, les sources naturelles d'énergie, les richesses minérales, naturelles et vivantes des différentes zones du domaine maritime national, les eaux et les forêts* ». ³ Comme il est proclamé ainsi par l'article 3 de la loi relative aux hydrocarbures qui dispose que: "*les substances et les ressources en hydrocarbures découvertes et non découvertes situées dans le sol et le sous-sol du territoire national et les espaces maritimes relevant de la souveraineté nationale sont*

¹ Ces implications sont : l'autorisation de prospection et le permis de recherche le permis d'exploitation.

² Art 5 de la loi 05/07 modifiée et complétée par l'ordonnance n° 06/10 du 19 juillet 2006, définit le gisement comme étant : "*L'aire géographique dont le sous-sol est constitué par un ou plusieurs réservoirs empilés et dont la surface est distincte et séparée d'un ou plusieurs autres réservoirs, d'après les résultats des études géologiques et d'ingénierie*" .

³ Art 17 de la constitution de 1996 modifiée et complétée par la loi n 02/03 du 10 avril 2002 JO n° 25, et la loi n° 08/19 du 15 novembre 2008 JO n° 63 du 16/11/2008.

propriété de la collectivité nationale, dont l'Etat est l'émanation ¹. Cet article interdit à l'investisseur, toute revendication éventuelle sur le gisement qu'il aurait découvert, c'est cette raison qui explique que les contrats de recherche et/ou d'exploitation doivent être approuvés par décret pris en conseil des ministres². Ce principe de propriété des hydrocarbures ne doit pas entraver la sécurité des investisseurs étrangers car *les Etats occidentaux exigeaient pour leurs ressortissants investissant à l'étranger un traitement ne dérogeant pas à la norme internationale minimale de civilisation, c'est-à-dire un degré de protection de l'investissement au moins égal à ce qui prévalait dans les pays développés.* ³

L'autre point qui demeure essentiel dans la gestion de l'activité pétrolière est relatif au cadre institutionnel. En 1958, la mission régaliennne était assurée par l'organisme saharien qui recevait une mission de conseiller en matière d'octroi des titres miniers, et de législation, les décisions définitives relevant de la souveraineté algérienne, cet organisme qui a été jugé comme une survivance du régime ancien produisait des contestations, car l'Algérie se sentait lésée dans le partage des richesses tirées des hydrocarbures ; or le pétrole constituant son unique source de devises il est alors impératif d'en retirer le maximum de profit ⁴ .

En 1963, la mission régaliennne du secteur pétrolier était assurée par l'entreprise nationale SONATRACH, mais il s'est avéré que cette entreprise assurait, à la fois, une mission régaliennne et une mission commerciale, en sa qualité de société commerciale. Ce sont deux missions qui sont loin d'être identiques, le législateur Algérien, dans le cadre de l'ouverture du domaine minier à la concurrence des sociétés pétrolières, a déchargé la SONATRACH de sa mission régaliennne, pour qu'elle puisse se consacrer aux activités commerciales et de rentrer en concurrence avec les investisseurs étrangers. En effet, dans le cadre de la loi n°05/07, il instaure deux agences de régulations qui sont: ALNAFT⁵ et ARH⁶, qui viennent pour renforcer le cadre institutionnel de

¹ Art 3/1 de la loi n° 05/07 relative aux hydrocarbures modifiée et complétée par l'ordonnance n°06-10 du 29 juillet 2006. JO n° 50 du 19 juillet 2005.

² Art 11/3 de la loi 05/07 relative aux hydrocarbures modifiée et complétée.

³ P.NOEL in: « *La constitutionnalisaion du régime juridique international des investissements pétroliers et la reconstruction du marché mondial* ». Institut d'économie et de politique de l'énergie. Septembre 2000, p. 17

⁴ BENCHIKH. Majid in: « *Les instruments juridiques de la politique algérienne des hydrocarbures* », Thèse pour l'obtention de doctorat d'état en droit, université d'Alger, p. 42.

⁵ Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures.

⁶ Autorité de régulation des hydrocarbures.

l'activité et la fiscalité pétrolière, puisque on le constate clairement dans les attributions d'ALNAFT relatives à la collecte de certains prélèvements fiscaux¹.

Notre recherche sera consacrée au traitement de la fiscalité de l'amont pétrolier qui touche les activités de recherche et/ou d'exploitation des hydrocarbures, liquides et gazeux, qui représente certaines caractéristiques, dans sa structure ainsi que dans son mode de recouvrement. En revanche, les activités de l'Aval pétrolier qui comprennent le transport, le raffinage, le stockage et la commercialisation des hydrocarbures, sont régis par les dispositions fiscales de droit commun². De ce fait, le régime fiscal de l'aval pétrolier est exclu de notre étude car il ne présente pas de caractéristiques le distinguant de la fiscalité ordinaire.

En quoi consiste la fiscalité des activités amont pétrolier ? Existe-t-il des caractéristiques qui la distinguent de la fiscalité de droit commun ? Qu'est-ce qui fait de cette fiscalité une spécificité dans son mode de calcul et de recouvrement ? Enfin comment rendre cette fiscalité rentable tout en gardant le caractère attractif pour les sociétés pétrolières dans toutes les phases d'exploration et d'exploitation ?

Pour répondre à ces interrogations, nous avons structuré notre travail en trois titres en fonction de la nature des prélèvements. Le premier traite les prélèvements fiscaux à caractère domanial, le deuxième titre est consacré aux prélèvements à caractère fiscaux, quant au troisième titre, il concerne les prélèvements à caractère environnemental. Les avantages fiscaux prévus dans le régime fiscal de l'amont pétrolier seront traités dans le dernier chapitre du troisième titre. Toutefois, avant d'aborder les trois titres, il nous paraît nécessaire de présenter dans un chapitre préliminaire le cadre juridique et institutionnel qui régit les activités de recherche et d'exploitation des hydrocarbures.

Pour l'élaboration de cette étude notamment dans ses aspects pratiques, en plus des sources doctrinales et législatives, on s'est appuyé sur un stage pratique effectué au sein de certaines structures ayant un lien avec la fiscalité pétrolière. Il s'agit de l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures ALNAFT³, la Direction des Grandes Entreprises⁴. Ce stage avait pour but d'analyser de près les méthodes de calcul des impôts et taxes relatifs aux travaux de recherche et d'exploitation des hydrocarbures; de constater ainsi les méthodes de coordination entre l'agence ALNAFT

¹ Notamment, La redevance sur la production .

² Art 96 de la loi n° 05/07 susvisée.

³ Stage effectué le: 04 Septembre 2011 jusqu'au 08 Septembre 2011.

⁴ Stage effectué le: 10 – 11 Octobre 2012 au sein de la sous direction de la fiscalité des hydrocarbures. (DGE).

et les services de l'administration fiscale en matière de recouvrement de la fiscalité pétrolière; les procédures de conclusion de contrats de recherche et d'exploitation. La division gestion des contrats et affaires juridiques au sein de l'agence ALNAFT ainsi que la sous direction de la fiscalité des hydrocarbures au sein de la DGE étaient les structures adéquates et efficaces pour satisfaire nos attentes.

CHAPITRE PRÉLIMINAIRE
LE CADRE JURIDIQUE ET INSTITUTIONNEL
DE L'AMONT PÉTROLIER

Dans ce chapitre on va étudier le cadre juridique et institutionnel de l'activité exploration et exploitation des hydrocarbures, la première section sera consacrée au cadre juridique qui comprend les modalités de conclusion du contrat de recherche et d'exploitation dans le cadre de la loi n°05/07 modifiée et complétée, aux différents types de contrats, aux droits et obligations du contractant (société étrangère ou nationale). La deuxième section traitera du cadre institutionnel de cette activité qui comprend la mission de régulation confiée à l'agence ALNAFT, en exposant ainsi, son organisation et ses missions régaliennes qui ont un rapport avec la fiscalité pétrolière.

Section 1 : Le cadre juridique de l'amont pétrolier

Le régime juridique de l'activité de recherche en Algérie connaît une évolution constante. Depuis le code pétrolier saharien de 1958 à la nationalisation des hydrocarbures en 1971, la société pétrolière qui obtient le permis exclusif de recherche, par décret du gouvernement, bénéficie d'une concession d'exploitation sur le gisement éventuellement découvert, assortie d'une convention de concession. Depuis l'ordonnance n°71-24 du 12 avril 1971 modifiant l'ordonnance n° 58-111 du 28 novembre 1958 relative à la recherche, à l'exploitation, au transport par canalisation des hydrocarbures et au régime fiscal de ces activités ¹, ce régime a été modifié, certes, il donne toujours un droit exclusif de recherche et d'exploitation, mais n'est désormais délivré, qu'à l'entreprise publique SONATRACH, cette dernière, choisit la société avec laquelle elle désire s'associer sans que cette dernière dépasse le taux de 49% de participation.

¹ Ordonnance n° 71-24 du 12 avril 1971 modifiant l'ordonnance n° 58-111 du 28 novembre 1958 relative à la recherche, à l'exploitation, au transport par canalisation des hydrocarbures et au régime fiscal de ces activités. JO n° 30 du 13 avril 1971.

Sous Section 1 : Le champ d'application du contrat de recherche

Il est nécessaire avant d'aborder l'étude relative à la recherche d'hydrocarbures de définir l'activité de prospection. On entend par prospection : *"l'opération qui consiste à l'utilisation des méthodes géophysiques en vue de la découverte d'indices de substances minérales concessibles »*².

Le législateur Algérien donne une définition identique en la définissant comme: *« les travaux permettant la détection d'hydrocarbures, notamment par l'utilisation de méthodes géologiques et géophysiques, y compris les forages stratigraphiques »*¹ . L'autorisation de prospection ne confère pas le droit de forer des puits, ce droit est conféré par le contrat de recherche .

La période de recherche représente une importante phase de l'industrie pétrolière, et c'est à travers cette dernière que l'exploitation pétrolière puisse produire son effet. C'est pourquoi, il faut des capacités techniques et financières pour accéder à cette activité, car le risque exploratoire est supporté par le contractant.

A- Les modalités de conclusion de contrat de recherche

L'article 32 de la loi 05/07 relative aux hydrocarbures définit les modalités de conclusion de contrat de recherche. Il est conclu suite à un appel à la concurrence, cette procédure est le corollaire du projet de réforme de la loi des hydrocarbures, tendant à ouvrir le marché de l'énergie conformément aux règles internationales relatives à la concurrence et de compétitivité.

En effet l'article stipule que les modalités de conclusion de contrat de recherche sont établies par voie réglementaire, il fallait attendre deux années après la promulgation de la loi n°05/07, pour que le décret exécutif² soit publié, il a pour objet de fixer les critères et les règles de pré qualification des candidats à l'exercice des activités de recherche et d'exploitation, les procédures de sélection des périmètres et des gisements à offrir en concurrence, les procédures de soumission des offres et les procédures d'évaluation des offres et de conclusion des contrats, deux aspects retiennent l'attention dans la

² DIKOUNE (A.L) in: *« La fiscalité pétrolière des états membres de la CEMAC, »*, Paris , édition l'harmattan, 2006, p .16.

¹ Art 05 de la loi n° 05/07 du 19 juillet 2005 relative aux hydrocarbures modifiée et complétée.

² Décret exécutif n° 07/183 du 09 juin 2007, fixant les procédures pour la conclusion des contrats de recherche et d'exploitation des hydrocarbures suite à un appel d'offre. JO n° 40, modifié et complété par le décret exécutif n° 08-314 JO n° 58.

conclusion de contrat de recherche: la sélection du contractant, et le droit qui lui est conféré d'exercer exclusivement une activité de recherche.

1- La sélection du contractant : la sélection du futur partenaire cocontractant avec Sonatrach et l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures s'effectue en principe à la suite d'un appel à la concurrence, Alnaft doit d'abord déterminer pour chaque périmètre objet de l'appel à concurrence, quel est le critère unique de sélection des offres, l'article 33 de la loi 05/ 07 lui laisse le choix entre l'un des trois critères suivant qui est déterminé au cas par cas:

- le programme minimum de travaux prévu durant la phase de recherche
- le montant non déductible du bonus à payer au trésor public
- le taux de la redevance proposé au dessus du minimum fixé par la nouvelle loi

2- le droit exclusif d'exercer une activité de recherche : cette exclusivité produisait son effet depuis l'ordonnance du 22 novembre 1958 portant code pétrolier saharien, l'article 03 de cette ordonnance attribuait au permissionnaire le droit exclusif de recherche, aucune autre personne ne peut sur le périmètre attribué au titulaire du permis H s'abonner à des travaux de recherche¹, même dans cette époque, ce droit n'était pas une nouveauté dans le droit français, car la loi du 16 décembre 1922 sur la recherche et l'exploitation pétrolière l'avait déjà établi², en vertu de la loi 05/07, l'article 24 confère au contractant sur la base d'un contrat de recherche, le droit exclusif d'exercer dans le périmètre défini par ledit contrat, les activités de recherche et les activités d'exploitation, en cas de découverte déclarée commerciale par le contractant et après approbation par l'agence ALNAFT, du plan de développement relatif a ladite découverte, cette exclusivité qui est ainsi reconnue à l'investisseur trouve essentiellement une justification dans le fait que celui-ci a consenti à immobiliser d'important capitaux dans une entreprise qui est par définition aléatoire, où le risque exploratoire est supporté par le contractant.

B - La durée du contrat de recherche :

La durée de contrat de recherche est de sept ans en règle générale : trois ans pour la période préliminaire de recherche, elle est suivie d'une deuxième et troisième période

¹ BENCHIKH, M in" *Les instruments juridiques de la politique algérienne des hydrocarbures* , Thèse pour le doctorat d'Etat en droit ,Université d'Alger, p. 52

² Au terme du 1^{er} paragraphe du nouvel article 10:- 2" ...il peut être institué...Un permis exclusif de recherche, conférant au titulaire, le droit d'exécuter des sondages dans un périmètre déterminé à l'exclusion de toute autre personne y compris le propriétaire de la surface".

qui ont chacune, une période de deux ans. En effet, pour la durée initiale, l'article 35 précise que le contrat de recherche est accordé pour une durée initiale de trois ans, comparé à la durée des permis de recherche obtenus sous l'empire du code pétrolier saharien, cette période semble être modérée, mais compte tenu du progrès technique dont l'industrie pétrolière est l'une des premières à en bénéficier, cette durée semble considérable .

Contrairement au code pétrolier saharien qui conféra le droit au renouvellement des permis de recherche, la loi 05/07 ne reconnaît que le procédé de prolongation qui est stipulé à l'article 37/2 de ladite loi, la durée de cette prolongation est fixé à six mois et avec des conditions et dans des cas précis, elle permet au titulaire de compléter les travaux de recherche et de forage des puits, qu'il a déjà découvert dans les trois mois qui précèdent la date d'expiration du contrat, cette prolongation est attribuée par l'agence ALNAFT, en vertu d'une demande motivée, qui doit être exprimée avant l'expiration du contrat de recherche, on déduit de cette article que l'agence ALNAFT à le pouvoir d'appréciation pour attribuer ou non cette prolongation et compte tenu de la durée intégrale du contrat de recherche qui est de (7) sept ans, la prolongation semble succincte, et par conséquent ne permet pas au titulaire, de finaliser ses travaux de forages d'une meilleure façon .

Il est à noter que pendant longtemps cette procédure de restitution n'était pas appliqué au moyen orient, *les sociétés pétrolières très puissantes avaient imposé à des états ou des principautés dominés par des puissances étrangères, des contrats de longue durée, sans possibilité d'évolution ou d'adaptation des clauses du contrat, ni prévision de restitution progressive des zones non explorées par les sociétés contractantes* ¹.

Sous Section 2 : Les droits et obligations du contractant dans le Cadre du contrat de recherche

A l'instar de tout contrat, le contrat de recherche des gisements d'hydrocarbures accorde aux contractants des droits et leur impose des obligations, que ce soit des sociétés nationales ou étrangères, ces dernières doivent impérativement conclure un contrat de recherche avec l'agence ALNAFT en application des dispositions de la nouvelle loi des hydrocarbures. Dans ce passage, on va aborder seulement les droits et obligations du

¹ BENCHIKH, M in : « *Les instruments juridiques de la politique algérienne des hydrocarbures* » ,Thèse précitée, p.55

contractant² tel qui est défini à l'article 2 de l'ordonnance 06/10 du 29 juillet 2006 modifiant et complétant la loi 05/07 relative aux hydrocarbures³.

A- les droits du contractant :

I- Les Droits du contractant avant le début des travaux de recherche

L'article 07 de la loi 05/07 énonce les droits que le contractant peut bénéficier avant le début des travaux de recherche. Ces droits sont : l'acquisition des terrains des droits annexes et des servitudes, l'acquisition des droits d'utilisation du domaine maritime et l'expropriation. Tandis que dans l'alinéa 2 de cet article, le législateur indique la structure compétente pour les procédures d'attribution de ces droits qui est l'agence ALNAFT¹.

a- Le droit d'expropriation

Dans le cadre d'un contrat de recherche de gisements d'hydrocarbures et vu l'intérêt général que porte sur l'économie nationale, le législateur Algérien à l'instar des autres législateurs de pays producteurs de pétrole, attribue au contractant, que ce soit une société nationale ou étrangère, le droit d'expropriation pour cause d'utilité publique. L'article 07 nous renvoie vers la loi n° 91/11 du 27 avril 1991 fixant les règles relatives à l'expropriation pour cause d'utilité publique, notamment l'article 02 et 10. L'expropriation pour cause d'utilité publique est une procédure administrative et judiciaire par laquelle l'administration utilise son pouvoir de contrainte pour obtenir la propriété d'un tiers en vue de la réalisation d'un projet d'intérêt général². Dans la loi n° 91/11, le législateur Algérien utilise la notion d'intérêt général à l'article 02/2, ainsi qu'il considère que cette expropriation n'est qu'un mode exceptionnel d'acquisition de biens ou de droits immobiliers.

Afin que le contractant puisse bénéficier de cette expropriation, une procédure d'enquête est lancée pour la déclaration d'utilité publique conformément aux articles 4 à 9 de cette loi. Dans ce contexte, une commission est chargée de présenter à l'autorité

² Le contractant comprend: l'entreprise nationale SONATRACH et toute personne signataire du contrat de recherche et d'exploitation ou du contrat d'exploitation des hydrocarbures. Art 02 de l'ordonnance 06-10 modifiant et complétant la loi n°05/07 relative aux hydrocarbures.

³ Art 02 de l'ordonnance 06/10 modifiant et complétant la loi 05/07 définit le contractant comme: l'entreprise nationale SONATRACH-SPA ou l'entreprise nationale SONATRACH-SPA et toute personne signataire du contrat de recherche et d'exploitation ou du contrat d'exploitation des hydrocarbures.

¹On constate dans cet article que Alnaft est à la fois, partie contractante et aussi chargée des procédures d'attribution des droits énumérés à l'article 07 de la loi 05/07.

²GASTON VOYEL in : « *L'expropriation pour cause d'utilité publique en droit luxembourgeois* », édition Larcier, Bruxelles, 2003, p. 9

administrative compétente qui l'a désigné, un rapport circonstancié où elle énonce le caractère d'utilité publique de l'opération projetée. Il est à noter que l'autorité administrative compétente dans l'exemple que nous évoquons³, est l'agence ALNAFT, et ceci par application de l'alinéa 05 de l'article 07 de la loi 05/07 relative aux hydrocarbures¹. Bien que la loi 05/07 confère à l'agence ALNAFT ce droit d'attribution, il faut noter que dans le cadre des contrats de recherche antérieures à la loi 05/07, l'utilité publique était déclarée par un décret exécutif². Conformément à l'article 10 de la loi n°91/11, le délai maximal de la réalisation de l'expropriation peut atteindre 8 ans en cas d'opération d'envergure et d'intérêt national.

b- Le droit de bénéficiaire des servitudes et acquisition de terrains

Le droit de bénéficiaire des servitudes

Par application du paragraphe 1 de l'article 07 de la loi 05/07, Le contractant a le droit de bénéficiaire des servitudes conformément aux dispositions de la loi n° 01/10 portant loi minière. En effet, le législateur Algérien attribue au contractant le droit de bénéficiaire des servitudes nécessaires à ces installations ou au fonctionnement de l'exploitation des hydrocarbures. a servitude est définie dans le code civil Algérien, comme suit :

" La servitude est un droit qui limite la jouissance d'un fonds au profit d'un autre fonds appartenant à un autre propriétaire, elle peut être constituée sur un domaine de l'état dans la mesure où elle n'est pas incompatible avec l'usage auquel ce fonds est destiné"³.

Bien que le code civil demeure opaque dans les dispositions relatives à la jouissance de ce droit, la loi n°01/10 portant loi minière, détermine le cas où le contractant peut bénéficiaire de ce droit, c'est en cas d'enclave et à défaut d'accord amiable avec les intéressés. En effet, l'article 141 de la loi 01/10 précise que le droit de bénéficiaire de servitudes et de passage dans le cas où les terrains miniers sont enclavés ou en cas d'absence ou insuffisance d'accès. Ce droit de passage est le droit de passer sur le fonds d'autrui, ce droit résulte de la situation des propriétaires en cas d'enclave :c'est une servitude au fond⁴.

³Contrat de recherche de gisements d'hydrocarbures.

¹ L'alinéa 2 de l'art 7 dispose : "...les procédures nécessaires à l'octroi des droits ci-dessus énumérés sont initiés ...par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) dans le cas d'un contrat de recherche et/ou d'exploitation ...".

² Art 65 de la loi de finance pour l'année 2005.

³ Art 867 du code civil Algérien.

⁴ M.E.DE CHABOL ,CHAMEANE in : "Dictionnaire de législation usuelle" 1835.

Pour l'acquisition de tous ces types de servitudes, une autorisation d'exercice doit être accordée par le wali territorialement compétent, cette autorisation intervient après la prononciation de la déclaration d'utilité publique.

Le droit d'acquisition des terrains

A l'instar des servitudes, l'acquisition des terrains est accordée au titulaire du titre minier, en vue d'assurer l'exploitation minière ou la réalisation des ouvrages nécessaires à cette exploitation.

L'article 145/2 de la loi n°01/10 énumère les conditions nécessaires à l'octroi de cette autorisation, la déclaration d'utilité publique prononcée par le wali territorialement compétent demeure la plus essentielle.

La mise à disposition des terrains relevant du domaine national qui ne sont pas légalement occupés, est effectuée à titre gracieux¹. Cette loi envisage un cas où les terrains à occuper appartiennent à des personnes privées, et à défaut d'accord amiable avec ces derniers, on applique la procédure d'expropriation régie par la loi n°91/11 du 27 avril 1991.

c- L'utilisation du domaine maritime

Au titre de l'article 07 de la loi 05/07, le contractant dans le cadre du contrat de recherche, peut bénéficier des droits relatifs à l'utilisation du domaine maritime conformément aux dispositions de l'ordonnance n°76/80 modifiée et complétée. En effet, l'article 10 de cette ordonnance stipule que le domaine public maritime, peut toutefois faire l'objet d'autorisations d'occupation, de concession ou d'utilisation temporaire. Le contractant peut en fonction de l'article 10, bénéficier de ces droits. Quant à la délimitation juridique du domaine public maritime, l'article 07 de l'ordonnance 76/80 stipule que le domaine public maritime comprend dans la limite des eaux territoriales :

-Le sol et le sous-sol de la mer territoriale.

-Les eaux intérieures qui se situent en deçà de la ligne à partir de laquelle, est mesurée la mer qui comprennent les baies, les rivages de la mer qui englobent la zone littorale recouverte par le plus haut flot de l'année, les lais² et les relais de la mer.

¹ Art 147 de la loi n°01/10 du 03 juillet 2001 portant loi minière, JO n° 35.

² On entend par lais les terres nouvelles fermées par dépôt d'alluvions sur le rivage, et par relais ; les terrains qui émergent lorsque la mer les abandonne en se retirant : Rapport du : "Conseil général des ponts et chaussées" le Domaine Public Maritime Naturel. Paris 1992, p. 105

Concernant l'activité de recherche, le titulaire du permis de recherche peut bénéficier de l'utilisation du domaine public maritime par nature de l'activité exploration, on peut citer à titre d'exemple, la plate forme qui est l'une des éléments les plus importants du domaine public maritime.

Les principales plate forme sont : "*les plates formes classiques (compact-rig)* : elles reposent sur le sol marin à l'aide de pilier en acier ou en béton, elles sont utilisées dans des mers difficiles, uniquement pour l'exploitation et jusqu'à environ 200 mètres d'eau.

Les plates formes élévatrices (jack up) : elles sont utilisées entre 20 et 100 mètres d'eau pour des forages d'exploration ou des forages de développement

Les barrages submersibles (swap – barge): elles sont plus petites, elles sont composées de deux coques rectangulaires superposés, reliées par des poteaux, en transit, la coque inférieure est légère, en opération après ballastage, elle se pose sur le fond, la tête de puits reste aérienne, elles sont utilisées dans des profondeurs d'eau de 8 à 10 mètres c'est-à-dire dans des zones deltaïques ou marécageuses pour des forages d'exploration.

Les plates formes semi-submersibles: ce sont des ensembles composés de deux pontons, le ponton inférieur est immergé à environ 20m, sous l'eau et assure la flottaison, il est relié à un ponton supérieur par des colonnes d'une hauteur environ 40 mètres, l'ensemble est maintenu en place soit par ancrage, soit par positionnement dynamique, elles peuvent atteindre un déplacement de 50 000 tonnes et forer jusqu'à 600 mètres d'eau, elles sont utilisées pour des forages d'exploration et de développement en mer difficile.

Les plates formes oscillantes : elles sont constituées d'une sorte de colonne sur le fond et articulée à la base, utilisées en mer profonde et difficile"¹

2- Les droits du contractant au moment de l'exécution du contrat :

Durant l'exécution du contrat de recherche, le contractant a la possibilité de jouir de certains droits permettant, la réalisation de ses travaux de recherche, d'une façon efficiente, on notera les droits suivants :

a- Le droit de renonciation

Le contractant peut renoncer totalement ou partiellement à son contrat durant la période de recherche, ce droit n'est pas identique au droit de transfert des droits et obligations, car la renonciation est l'abandon d'un droit, la validité de cet abandon est subordonnée à

¹ MICHEL CICCALDI in: " *Aspects juridiques de l'exploitation de pétrole en mer*", revue juridique NEPTUNUS, p. 4.

des conditions tenant au statut de la personne et à l'importance des intérêts en jeu, alors que le transfert de droit n'est pas abandonné, autrement dit cédé à une autre personne, dans notre cas d'étude, le législateur Algérien utilise cette procédure d'abandon pour permettre à d'autres éventuels contractants, de procéder aux travaux de recherche, cette procédure sera octroyée par l'agence ALNAFT.

Cette renonciation doit satisfaire aux conditions édictées par la loi 05/07, et les textes pris pour son application, ainsi qu'aux conditions prévues dans le contrat de recherche.

b- Le droit de bénéficiaire d'une période de rétention

Au terme de l'article 42 de la loi 05/07 relative aux hydrocarbures, le législateur dispose une règle qui répond aux exigences de transparence et de souplesse dans la gestion de l'activité exploration et exploitation des hydrocarbures. Cet article accorde au contractant, le droit de garder une surface couvrant, le ou les gisements d'hydrocarbures découverts, pour lesquels, il ne peut présenter de déclaration de commercialité de gisement ¹, durant la période de recherche pour les raisons limitées par la loi; il s'agit soit de limitation ou absence avérées d'infrastructure de transport par canalisations, ou de l'absence véritable du marché pour la production du gaz.

En outre, le législateur Algérien accorde au contractant ce privilège à condition que le contractant réussisse à une découverte d'un gisement, ainsi que pour la protection des intérêts du contractant. Dans l'exercice de ce droit, le législateur consacre à l'agence ALNAFT les pleines prérogatives pour l'approbation des études concernant l'absence ou limitation des infrastructures de transport par canalisations.

Quant à la période de rétention, le législateur a attribué une période de trois ans maximum à partir de la date de réception de la notification faite par le contractant, pour les gisements de pétrole ou de gaz humide, et de cinq ans maximum, pour les gisements de gaz sec. L'article 04 du décret exécutif n°07-183 du 9 juin 2007, impose au contractant, de soumettre pour approbation à l'agence ALNAFT, la délimitation du périmètre qu'il souhaite garder pour la période de rétention, ainsi que les études supportant la demande .

B- Les obligations du contractant

¹ La déclaration de la commercialité du gisement, est une obligation qui incombe au contractant, durant la phase de recherche, l'appellation de cette obligation, était différente sous l'empire du code pétrolier saharien, puisque le contractant devait prouver que le gisement découvert, est un gisement commercialement *exploitable*.

A l'instar des droits du contractant, les obligations incombant au contractant, peuvent être scindés en deux types : le premier est relatif aux obligations avant l'exécution de travaux de recherche, le second est relatif aux obligations au moment de l'exécution du contrat.

1-Les obligations avant le début des travaux de recherche

a- L'obligation de préparer une étude d'impact environnementale (EIE)

Cette étude d'impact environnementale est régie par le décret exécutif n°07-145 du 19 mai 2007 déterminant le champ d'application, le contenu et les modalités d'approbation des études et des notices d'impact sur l'environnement, pour les activités relevant du domaine des hydrocarbures, ainsi que le décret exécutif n°08-312 fixant les conditions d'approbation des études d'impact sur l'environnement, pour les activités relevant du domaine des hydrocarbures. En effet, l'article 2 du décret exécutif n°07-145 définit l'EIE, en stipulant que: l'étude ou la notice d'impact sur l'environnement, vise à déterminer l'insertion d'un projet et vérifie la prise en charge des prescriptions relatives à la protection de l'environnement par le projet concerné.

Le but de l'EIE est: *d'identifier les principaux risques et de proposer des mesures d'atténuation pour les minimiser et d'optimiser les effets bénéfiques, l'EIE doit aussi identifier les indicateurs qui permettront, de surveiller les performances environnementales*², dans le cadre des activités de recherche, l'EIE que le contractant doit fournir à l'agence de régulation de hydrocarbures, se compose de plusieurs éléments: treize sont énoncés dans le décret exécutif n° 07-145 et cinq éléments qui sont limitatifs énoncés dans l'article 06 du décret exécutif n° 08-312, ces éléments forment le dossier accompagnant l'EIE, parmi ces éléments on trouve l'évaluation des impacts prévisibles directs et indirects à court, à moyen et à long terme du projet sur l'environnement, compte tenu des spécificités du domaine des hydrocarbures notamment les travaux de recherche d'hydrocarbures.

Tableau relatif aux études d'impact sur l'environnement délivrées par ALNAFT :

² JOACHIM GRATZFELD in: " Industries extractives dans les zones arides et semi arides planification édition UICN 2004, p. 60.

Tableau n°1 :

Gisement	Périmètre	Association	Type d'études	Référence
Tesselit Nord	Gara Tesselit (blocs 245 Sud)	SH/Rosneft Stroytransgas	Etudes d'impact environnemental et social	N° 890/ALNAFT/DEH/2007 du 12/11/2007
Bir Sebaà	Touggourt (blocs 433 a- 416 b)	SH/PVEP- PTTEP	Etudes d'impact environnemental et social pour les activités amont de développement	N° 560/ALNAFT/DEH/2008 Du : 06/05/2008
Zone CAFC	Ledjmet (blocs 405b)	SH/FCP LP	Etudes d'impact sur l'environnement du plan de développement CAFC	N° 1153/ALNAFT/DEH/ 2008 du : 31/12/2008
Ain D'Heb		SH 100%	Etudes d'impact sur l'environnement des travaux de prospection	N° 1142/ALNAFT/DEH/ 2008 du : 24/12/2008
Boucedraia		SH 100%	Etudes d'impact sur l'environnement des travaux de prospection	

Source : Rapport Annuel d'ALNAFT 2008.

b- L'obligation de préparer un plan de gestion de l'environnement (PGE)

En plus de l'EIE, le contractant, doit aussi préparer un plan de gestion de l'environnement avant d'entamer les travaux de recherche de gisements d'hydrocarbures. En effet, l'article 18 de la loi 05/07 stipule: "*toute personne, doit, avant d'entreprendre toute activité objet de la présente loi, préparer ..., et un plan de gestion de l'environnement ...*". Ce PGE est inclut dans l'EIE puisque l'article 02 du décret exécutif n°08-312 stipule que l'étude d'impact sur l'environnement, doit inclure un plan de gestion de l'environnement.

Un retour aux décrets d'applications de cette loi, est nécessaire pour appréhender le détail de ce point . Le PGE est énoncé dans le décret exécutif n°07-145, ainsi que dans le décret exécutif n°08-312. Quant au décret exécutif n°07-145, l'article 06 clarifie le contenu de la notice d'impact environnementale d'une façon générale, parmi ces éléments, on trouve le PGE qui est un programme de suivi des mesures d'atténuation et/ou de compensation mis en œuvre par le promoteur. Par ailleurs, l'article 06 du décret exécutif n°08-312, prévoit aussi le plan de gestion de l'environnement, mais cette fois, dans le dossier accompagné de l'étude d'impact environnementale.

2- Les obligations durant l'exécution du contrat :

a- L'obligation de réaliser un programme minimum de travaux

Le législateur Algérien impose au titulaire du contrat de recherche de réaliser un programme minimum de travaux, la volonté du législateur, veut en quelque sorte, rendre les travaux de recherche efficiente et importante, et pour que la mise en valeur du ou des gisements, ne soit pas perdue, ainsi, pour permettre au nouveau contractant, en cas d'abandon de ces travaux, de bénéficier des travaux du premier titulaire du contrat de recherche . Cette procédure pousse l'agence ALNAFT, à mettre en cause tout contractant qui ne répond pas aux exigences édictées par la loi 05/07, et les textes prises pour son application.

Ce programme minimum de travaux est prévu, pour chacune des sous périodes d'exploration (périodes initiales et périodes additionnelles), que le titulaire doit obligatoirement réaliser s'il veut obtenir un renouvellement de ces droits, en principe ce programme est subdivisé par type d'opération : études géologiques, compagnes sismiques et forages d'exploration.

Le programme minimum de sismique n'est souvent imposé que lors de la période initiale d'exploration, ce programme se définit par un minimum de kilomètres de profils 2D ou de surface 3D, le programme minimum de forage se définit par un nombre minimum de forage à réaliser, dépendant , d'une part de la période d'exploration considéré et d'autre part, de la superficie du permis,¹ La loi est muette quant à la précision de ce programme, en revanche elle procure la fixation de ce programme aux clauses contractuelles et aux négociations entre les parties, le programme minimum de travaux est fixé selon les règles techniques de recherche du ou des gisements

¹DENIS BABUSIAUX in : "*Recherche et production du pétrole et du gaz : réserves ,coûts ,contrat*" , Paris ,Editions TECHNIP, 2002, p.194.

d'hydrocarbures, et doit répondre aux techniques et caractéristiques du sol et du sous-sol du périmètre sujet de recherche, il peut être variable d'une période à l'autre, et il reste à la volonté des parties. Ce programme est retenu comme un critère de sélection des offres, dans le cadre d'un appel à la concurrence, en vue de la conclusion d'un contrat de recherche et/ou d'exploitation¹.

b- L'obligation de restitution

L'article 39 de la loi 05/07 stipule que " : *au terme de la période de recherche ou de l'extension exceptionnelle définie à l'article 37 ci-dessous, le contractant doit remettre à la disposition de l'agence ALNAFT, tout le périmètre contractuel, à l'exclusion du ou des périmètres d'exploitation et/ou du périmètre ou des périmètres ayant fait l'objet de l'application de l'article 42 ci-dessous* "

L'obligation de restitution concerne tout le périmètre contractuel, le législateur vise dans ce passage, le périmètre de recherche, puisqu'il exclut le ou les périmètres d'exploitation, l'exclusion vise aussi le ou les gisements d'hydrocarbures découverts par le contractant et aux quelles le contractant, ne peut présenter la déclaration de commercialité de gisement à raison de limitation ou d'absence avérés d'infrastructures de transport par canalisations.

Toutefois, dans la plupart des cas, le titulaire ne peut conserver la totalité de la superficie que durant un laps de temps. En effet, tout renouvellement des périodes d'exploration est habituellement accompagné d'une réduction minimum de la surface de la zone contractuelle. Dans la majorité des contrats où l'on trouve une période initiale et deux périodes d'exploration additionnelles, le premier et le deuxième renouvellement s'accompagnent chacun, d'un rendu de surface obligatoire qui peut atteindre 25 à 50% de la surface initiale, le titulaire est libre de choisir les zones qui doivent être rendues, afin d'éviter que celui-ci ne restitue les zones en un grand nombre de morceaux séparés². Dans le cadre de l'article 38 de la loi 05/07 relative aux hydrocarbures, la restitution de la superficie du périmètre contractuel s'étend à 30% à la fin de la première et la seconde période de recherche³. En vertu du décret n° 07/183⁴, le législateur accorde au

¹ Art 33 de la loi 05/07 relative aux hydrocarbures modifiée et complétée.

² DENIS BASBUSIAUX. In : « *Recherche et production du pétrole et du gaz : réserves, coûts, contrats* », ouvrage précité, p. 193

³ Sous l'empire de l'ordonnance n°58/1111 portant code pétrolier saharien, la réduction s'étend à la moitié de la superficie, lors du premier renouvellement, et du quart de la superficie restante, lors du deuxième renouvellement.

⁴ Décret exécutif n°07-183 du 9 juin 2007 fixant les procédures de sélection et de délimitation des périmètres objet de demande de période de rétention, des périmètres d'exploitation et des rendus de surface de recherche, JO n° 40.

contractant, la possibilité de rendre la totalité ou une partie des surfaces volontairement pendant la première ou la seconde période de recherche comme il précise aussi dans l'article 13 de ce décret, que les surfaces rendues, doivent être de taille et de formes telles qu'il soit possible de permettre à un autre opérateur, d'y conduire des activités de recherche et d'exploitation .

Sous Section 3 : Les modalités de conclusion de contrats

D'exploitation

Les modalités de conclusion de contrats d'exploitations sont particulières, deux situations bien distinctes doivent être envisagées : la première est celle où le contractant a conclu directement un contrat d'exploitation. La deuxième est l'hypothèse de la conclusion d'un contrat de recherche et d'exploitation, donc il convient de traiter à part, l'exploitation d'un gisement non découvert par le contractant et celle d'un gisement mis au jour, après une phase de recherche par le contractant.

A- Dans le cadre de contrat d'exploitation

Dans cette étape, on traitera l'appel à la concurrence puisqu'il s'agit de l'exploitation d'un gisement déjà découvert et la durée de contrat.

1- *L'appel à la concurrence*: cet appel à la concurrence en vue de la conclusion d'un contrat d'exploitation porte par définition sur des gisements déjà découverts, il est plus complexe que l'appel à la concurrence concernant un contrat de recherche car il s'effectue en deux phases bien distinctes¹.

La première phase a un caractère purement technique, elle a essentiellement pour objet , de définir l'offre technique de référence, dans le cadre de la nouvelle loi d'hydrocarbures. C'est désormais l'agence ALNAFT qui fixe les critères pour le déroulement de cet appel à la concurrence. En effet, les principaux paramètres qui seront pris en considération sont définis à l'article 34 /2 de la loi 05/07² qui sont :

Le pourcentage de récupération des volumes en place, l'optimisation de la production, les capacités des installations de production, le délai de réalisation de investissements

¹ L'article 34 de la loi 05/07, est consacré à la conclusion de contrat d'exploitation (pour des gisements déjà découverts), alors que l'article 32, est relatif aux modalités de contrat d'exploitation, pour des gisements mis au jour, par le contractant, après une phase de recherche.

² Ces paramètres sont à titre d'exemple, puisque le texte emploie le terme " *notamment*", on peut imaginer que l'agence ALNAFT a la faculté de choisir d'autres critères, car le législateur lui confère, les pleins pouvoirs d'appréciation.

nécessaires, le montant minimum d'investissement garanti, basé sur des coûts standards, communiqué par ALNAFT.

La seconde phase a un caractère plutôt économique. Elle est destinée à permettre à ALNAFT, de choisir le soumissionnaire. À ce titre, elle devra déterminer et signifier aux candidats, dès le lancement de la première phase, lequel parmi les deux paramètres suivants, sera retenu comme critère unique de sélection :

Le taux de redevance proposé au dessus de minimum fixé par la loi n°05-07 relative aux hydrocarbures, ou le montant non déductible du bonus à payer au trésor public à la signature du contrat¹ .

Il semble que les dispositions de l'article 34 ne sont pas clairement définies, mais à travers une lecture compréhensive de cet article, on pense que la première phase ne sert qu'à présélectionner les meilleurs candidats, eu égard aux critères techniques, car c'est seulement à l'ouverture des plis que le contrat d'exploitation, sera immédiatement conclu avec le mieux disant². Il faut noter que l'agence ALNAFT n'a pas encore procéder à la conclusion de ce type de contrat .

2- La durée du contrat : la période d'exécution d'un contrat d'exploitation est variable en fonction de la nature de l'activité. Lorsqu'il s'agit de la production d'hydrocarbures liquides, cette durée est de vingt cinq ans, elle est en revanche de trente ans, dans le cas de l'exploitation d'un gisement de gaz sec. En outre, l'exploitant peut bénéficier d'une période de rétention telle qu'elle est définie à l'article 42 de cette loi³. Dans la législation comparée et notamment en droit Malien, cette durée est accordée pour vingt cinq ans, elle est renouvelable pour deux périodes successives ne pouvant excéder dix 10 ans chacune.⁴

B- Dans le cadre du contrat de recherche et d'exploitation

Cette étape concerne les gisements non découverts par le contractant, en effet l'article 32 de la loi 05-07 pose la règle générale, en disposant que 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 (a), et prévoit une

¹ Art 34 al.2 de la loi 05-07 relatives aux hydrocarbures, modifiée et complétée.

² Art 34 *in fine* de la loi 05-07 relatives aux hydrocarbures.

³ Voir infra p 19 " Le droit de bénéficier d'une période de rétention ".

⁴ Art 26 de la loi n°04-037 du 20 août 2004 portant organisation de la recherche et l'exploitation du transport et du raffinage des hydrocarbures, adoptée par l'assemblée nationale du Mali, dans sa session ordinaire le 24 juin 2004.

dérogation, lorsqu'il confère au ministre chargé des hydrocarbures la faculté de déroger à la règle générale (b).

a- l'article 32 nous renvoi aux dispositions du décret exécutif n°07-184 du 9 juin 2007 fixant les procédures pour la conclusion des contrats de recherche et d'exploitation et les contrats d'exploitation des hydrocarbures suite à un appel à la concurrence. Ce décret représente une grande importance et reflète à la fois, le rôle de régulation de l'agence ALNAFT et sa transparence, et en particulier, la conformité des modalités de conclusion des contrats aux normes internationales, les points fixés par ce décret sont limitatifs¹. Le législateur exige à toute personne souhaitant participer à un appel d'offre pour un contrat d'exploitation d'hydrocarbures, l'obtention d'une attestation de pré-qualification délivrée par ALNAFT. Cette attestation doit indiquer, la qualité sous laquelle la personne pré qualifiée peut soumissionner :soit en qualité d'opérateur-investisseur en on shore seulement, ou en on shore et offshore. Par ailleurs, le texte apporte une précision importante. Il confère à l'opérateur-investisseur, la possibilité de participer en tant qu'investisseur dans le cadre d'un consortium, dirigé par une autre personne pré qualifié, en tant qu'opérateur investisseur, et agissant en tant que tel, alors que l'investisseur non opérateur peut participer qu'en tant que partie de ce consortium. Cette prééminence accordée par ce décret en faveur de l'opérateur investisseur, est encore constatée dans l'article 7/3 de ce décret, qui exige, à la personne souhaitant l'exploitation dans les zones offshore, la qualité d'opérateur-investisseur. On trouve que c'est une logique de la part de législateur, qui met en évidence l'expérience de l'opérateur, ses capacités financières, techniques, ainsi que sa qualification technique pour des zones prometteuses, tel que les zones offshore. En plus, le décret va loin, lorsqu'il exige, une pré qualification supplémentaire, dans le cadre de projets requérant une expérience spécifique non disponible, ou non autorisé par la plupart des compagnies pétrolières².

Le contrat de recherche et d'exploitation est approuvé par décision du ministre chargé des hydrocarbures, on remarque que le législateur confère au ministre le droit d'être une partie prenante dans le contrat.

b -La dérogation:

¹ Ce sont :1-les critères et les règles de pré-qualification,2-les procédures de sélection des périmètres et des gisements à offrir en concurrence,3-les procédures de soumission des offres, et 4-les procédures d'évaluation des offres et de conclusion des contrats

² Art 04 du décret 07-184 du 9juin 2007 fixant les procédures pour la conclusion des contrats de recherche et d'exploitation, et les contrats d'exploitation des hydrocarbures, suite à un appel à la concurrence. JO n° 40.

La conclusion de contrat de recherche et d'exploitation des hydrocarbures, peut prendre un cheminement différent. En effet, l'article 32 /4 de la loi 05-07 stipule que *le ministre chargé des hydrocarbures peut, sur rapport motivé et circonstancié, et après approbation du conseil des ministres, déroger aux dispositions ci-dessus pour les motifs d'intérêt général dans le cadre de la politique en matière d'hydrocarbures.*

Ce paragraphe renverse totalement les dispositions juridiques relatives à la conclusion de contrats d'exploitation d'hydrocarbures puisque le ministre pourra déroger aux dispositions de l'article 32, mais le texte reste incomplet, car il ne détermine pas les modalités de cette dérogation. En plus, ce paragraphe impose des conditions de forme et de fond pour accéder à cette dérogation. Concernant la condition de forme; cette dérogation est permise pour des motifs d'intérêt général, dans le cadre de la politique en matière d'hydrocarbures, la notion d'intérêt général, est ambigu et par une lecture compréhensive de ce paragraphe, on déduit que c'est au ministre chargé des hydrocarbures qui apprécie cet intérêt, dans ce contexte, le législateur aurait du ajouter dans ce paragraphe au moins l'avis de l'agence ALNAFT puisqu'elle est chargée de la promotion de du domaine minier, et pour concrétiser la concordance entre le travail de cette dernière, et ce du ministre chargé des hydrocarbures.

Quant aux conditions de forme, il faudra en premier lieu, dresser un rapport motivé et circonstancié et en second lieu, viendra l'approbation du conseil des ministres, ce rapport est dressé par le ministre qui doit comporter les motifs de cette dérogation et leur impacts sur la politique en matière d'hydrocarbures, ensuite il faudra attendre la tenue de conseil des ministres pour l'approbation de cette dérogation. On remarque que la loi 05-07 intensifie le pouvoir de contrôle et de régulation en matière des activités d'hydrocarbures.

Sous Section 4 : Les droits et obligations du contractant communs à Ces deux types de contrats

A les droits du contractant

1- La propriété des hydrocarbures extraits au point de mesure :

L'article 25 alinéa 1 de la loi 05-07 stipule que les hydrocarbures extraits, dans le cadre du 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 établis par ledit contrat. Il est important que le contractant, ne s'approprie les hydrocarbures qu'au point de

mesure, c'est-à-dire l'endroit prévu par le périmètre d'exploitation où sont comptabilisées les quantités d'hydrocarbures extraites, donc c'est ce point de mesure qui permet de distinguer le droit de propriété de l'état sur les hydrocarbures contenus dans le gisement découvert, et le droit de propriété du contractant sur les hydrocarbures extraits et mesurés à cet endroit. Il s'agit d'un droit exorbitant de droit commun, puisque cette propriété n'est pas au sens large, mais seulement pour des raisons typiquement fiscales afin qu'on puisse imposer au contractant la redevance de production.

2- Le droit d'une autorisation de production anticipée:

Ce droit est conféré au contractant, dès qu'il réussit à découvrir, un gisement d'hydrocarbures commercialement exploitable, il suffit qu'il demande à l'agence ALNAFT, de lui accorder, une autorisation de production anticipée. Cette licence dont la durée, ne doit pas excéder douze mois, peut couvrir, un ou plusieurs puits, elle permet en particulier au contractant, de préciser les caractéristiques nécessaires à l'élaboration du plan de développement.

3- Le transfert des droits et obligations :

Ce droit est prononcé par l'article 31 de la loi 05/07 relative aux hydrocarbures, en disposant que : « *la personne constituant le contractant ou les personnes regroupées en "contactant" peuvent, individuellement ou conjointement, transférer tout ou partie de leurs droits et obligations dans le contrat entre elle ou à toute autre personne* ».

Par la lecture de ce texte, on comprend que la notion de la personne, comprend toute personne morale étrangère, ainsi que toute personne morale privée ou publique algérienne, y compris la société nationale SONATRACH spa¹. Dans cet article, le législateur Algérien voulait confirmer le droit de préemption conférée à la SONATRACH, en cas de transfert de droits et obligations, auquel elle devra l'exercer dans un délai précis².

Ce transfert de droits entre les contractants, peut être individuellement quand il s'agit d'une seule société, ou conjointement, lorsque plusieurs personnes, sont regroupées en contractant. Le texte est de portée générale, on remarque dans cet article la flexibilité de l'activité exploration pétrolière, qui n'apparaissait pas dans la législation antérieure³, à

¹ Art 02 de l'ordonnance 06/10 du 29 juillet 2006 complétant la loi 05/07 relative aux hydrocarbures, modifiant l'article 05 de la loi 05/07.

² Voir l'article 31/2 de la loi 05/07 relative aux hydrocarbures, modifiée et complétée.

³ Loi 86/14 relative aux activités de prospection de recherche et de transport par canalisation des hydrocarbures, modifiée et complétée par la loi 91 - 10 du 04 décembre 1991.

l'exception du droit attribué au contractant, de renoncer totalement ou partiellement à son contrat⁴.

Ce transfert est soumis au paiement d'un droit non déductible dont le montant est égal à 1% de la valeur de transaction, il doit être approuvé préalablement par l'agence ALNAFT et concrétisé par un avenant approuvé par décret pris en conseil des ministres.

B - Les obligations du contractant

1- Les obligations juridiques :

a- La notification de la commercialité du gisement

La plupart des législations, exigent au contractant, avant d'entamer les travaux d'exploitation, une déclaration de commercialité du gisement. En effet, l'article 47 de la loi 05-07 fait référence à cette obligation, dans le même paragraphe relatif au plan de développement, cette déclaration de commercialité, doit être notifiée à l'agence ALNAFT. Le législateur nous a poussé par cette obligation, à se demander quel est le sort du gisement qui n'est pas exploitable? Et de mettre en cause la compétence du contractant de prononcer ou non la commercialité du gisement, la loi est incomplète dans ce point, puisqu'elle ne précise pas les critères techniques, selon lesquelles, on peut déclarer qu'un gisement est commercial. Dans la législation précédente, notamment le code pétrolier saharien, cette question était traitée sans opacité, puisque toute contestation sur l'exploitabilité du gisement, se résout par une expertise. En plus, l'article 35 du protocole relatif à l'association coopérative de l'accord d'Alger, précise les divers éléments, au vu desquels une découverte sera réputée exploitable.

Ces éléments sont: la profondeur du niveau de production moyenne journalière, la durée minimum d'un essai, la méthode d'extraction, malgré que ces éléments soient techniques. Cet article n'écarte pas la prise en considération des conditions économiques de l'exploitation du pétrole¹.

Il est essentiel de souligner que le caractère commercial d'un gisement, est laissé à l'appréciation du titulaire. Toutefois, certains pays, ont souhaité définir une notion de découverte commerciale à partir de laquelle, le titulaire est tenu, d'entreprendre un programme de développement, pour cela, certains critères objectifs ont été retenus, liés

⁴ Art 12 de la loi 86/14 susvisé.

¹ MAJID BENCHIKH in: « *Les instruments juridiques de la politique algérienne des hydrocarbures* », thèse précitée, p. 62.

au volume des hydrocarbures rencontrés ou à une certaine productivité par puits , atteinte pendant un certain délai² .

b- L'obligation de préparer un plan de développement

Afin de bien mener les activités d'exploitation des gisements découverts, le contractant doit préparer, un plan de développement qui doit le soumettre à l'approbation de l'agence ALNAFT, cette obligation est prévue dans toutes les législations des pays opératrices dans le domaine pétrolier, il est subordonnée à toute découverte déclarée commerciale¹.

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 de calcul de la redevance, le plan de développement est un document important, qui aborde tous les aspects techniques et économiques: "estimation de réserves et des futurs profils de production; schéma de développement; forages et installations de production; stockage et évacuation; calendrier de mise en production; estimation des investissements et de scouts opératoires; évaluation économique justifiant le caractère commercial de l'exploitation; environnement et sécurité; schéma d'abandon envisagé pour la fin de l'exploitation "² .

L'article 49/2 de la loi 05-07 dispose que :chaque plan de développement d'un gisement, doit contenir des engagements de travaux et de dépenses visant à l'optimisation de la production, pendant toute la durée de vie du gisement. Et vu son impact sur l'exploitation du gisement, le législateur accorde au contractant, une autorisation de production anticipée qui est délivrée seulement pour lui permettre de préciser, les caractères nécessaires à l'élaboration du plan de développement.

c- La conservation optimale des gisements

Tout en étant obligé de mettre en œuvre les méthodes adéquates de récupération³, le contactant, est par ailleurs, tenu d'exploiter les gisements d'hydrocarbures, en utilisant

² DENIS BABUSIAUX, in « Recherche et production du pétrole et du gaz ;réserves coûts contrats », ouvrage précité, p. 196.

¹ Art 24 de la loi 05/07 stipule: "Le contrat de recherche et d'exploitation, confère au contractant ...-les activités d'exploitation en cas de découverte déclarée commerciale par le contractant, et après approbation par l'agence ALNAFT du plan de développement relatif à ladite découverte...".

² DENIS BABUSIAUX, in : « Recherche et production du pétrole et du gaz ;réserves coûts contrats », ouvrage précité, p. 197

³ Art 24 /3 de la loi n°05-07, relative aux hydrocarbures, modifiée et complétée.

les moyens les plus efficaces et les plus rationnels, pour assurer leur conservation optimale. En d'autres termes, il est tenu de respecter les règles de l'art inhérentes à cette activité, car il s'agit de la gestion de la principale ressource naturelle du pays; elle ne doit pas être dilapidée, en prenant en considération uniquement les intérêts immédiats du contractant. Pour atteindre cet objectif de préservation, le contractant doit manifester sa volonté d'agir dans ce sens à travers chaque plan de développement d'un gisement." *Il doit comporter des engagements de travaux et de dépenses visant à l'optimisation de la production pendant la durée de vie du gisement* "¹.

Cette obligation a préoccupé même la communauté internationale. Dans ce sens, une recommandation portant le n°3129 a été adoptée par l'ONU, cette recommandation est appelée charte des droits et des devoirs économiques des états. L'article 3 de cette dernière stipule que : "*dans l'exploitation des ressources naturelles communes à deux ou plusieurs pays, chaque état doit coopérer sur la base d'un système d'information et de consultation préalables, afin d'assurer l'exploitation optimale de ces ressources, sans porter préjudices aux intérêts légitimes des autres états*" ².

d- *L'obligation de remise en état des sites (RES)*

La remise en état des sites, constitue une obligation en premier lieu, parce que les conventions doivent s'adapter aux nouvelles circonstances, en intégrant les règles de l'art, selon l'évolution de la pratique pétrolière. La remise en état des sites fait partie des normes et usages en cette matière; elle découle de la convention de Montego Bay de 1982, l'article 208 de cette dernière fait obligation aux états, d'adopter "*des lois et règlements, afin de parvenir, réduire et maîtriser la pollution, au milieu marin qui résulte directement ou indirectement, d'activités relatives aux fonds marins et relevant de leur juridiction, ou qui provient d'îles artificielles relevant de leur juridictions*"

Cette obligation repose, sur le principe de précaution fondé sur l'incertitude et l'imprécision scientifique, ce principe de précaution, oblige les états à réglementer une action, dont ils ne sont pas sûrs des implications environnementales, en effet la science ne peut tout résoudre; en cas de controverses scientifiques dans un domaine, ce principe s'applique pour éviter des surprises, les déversements d'hydrocarbures, les pollutions, les déchets dangereux, sont fondés sur le principe de précaution ³.

¹ Art 49/2 de la loi 05-07 relative aux hydrocarbures, modifiée et complétée.

² *Droits et obligations des pays riverains des fleuves internationaux*. Publié par: Hague Academy of international Law, 1991, p. 35.

³ AL.DIKOUNE in : "*La fiscalité pétrolière dans les états membres de la CEMAC*", ouvrage précité, p. 285.

La remise en état des sites, doit être effectuée, par le contractant à la fin de la période de l'exploitation⁴, le contrôle de cette opération, doit se faire, par l'agence ALNAFT en collaboration avec l'autorité de régulation des hydrocarbures et le ministre chargé de l'environnement.

Et vu le coût de cette opération qui peut être considérable, le législateur accorde au contractant, de constituer une provision, pour faire face au coût de cette opération. Cette provision est considérée comme une charge d'exploitation déductible des résultats imposables au titre de l'exercice¹.

2- Les obligations financières et comptables des contractants :

Le contractant est soumis à des obligations financières, le paiement d'un cash bonus au trésor public dès la signature d'un contrat de recherche et/ou d'exploitation, il doit aussi présenter une garantie bancaire de bonne exécution, comme il est tenu de constituer une provision pour faire face aux coûts d'abandon et/ou restauration des sites, le contractant doit tenir une comptabilité régulière conformément aux dispositions législatives et réglementaires en vigueur.

a- Le paiement d'un bonus de signature

Les bonus sont aussi vieux que la fiscalité pétrolière, ils sont encore moins étudiés que les autres prélèvements fiscaux relatifs à l'activité pétrolière, ils ne font aucunement l'objet d'une attention systématique particulière de la part de la doctrine, les ouvrages généraux l'invoquent prudemment, en donnant des définitions floues, sans exhaustivité dans ses contours. Les Bonus² sont des prélèvements indépendants de la rentabilité économique du gisement, ils constituent avec les redevances superficielles, des prélèvements anticipés sur la probable rente pétrolière.

Le bonus de signature ou encore appelé "cash bonus" ou "bonus au comptant", est perçu au moment de la signature du contrat pétrolier, il consiste en un versement unique à montant variable, ce bonus est en effet fixé en fonction de l'intérêt d'une zone de recherche donnée, il résulte, de plus, d'un accord entre les parties, il est en quelque sorte négocié³, il peut être un outil d'incitation pour la recherche dans des zones difficiles, telles que les zones en eau profonde, le montant de ce bonus est par conséquent variable

⁴ Article 82 alinéa 2 de la loi 05-07 modifiée et complétée.

¹ Ce point va être détaillé dans la partie consacrée à l'étude des obligations financières.

² Il existe plusieurs types de bonus à savoir: le bonus de signature, bonus de découverte, bonus de production, bonus d'incitation à la performance, bonus technique de formation, bonus social. « STEPHANE ESSAGA in" *Le bonus en fiscalité pétrolière*", www.afritaxes.com/lettres_docs/38.pdf.P6 ».

³Brasseur (R) in: "*Législation et fiscalité internationale des hydrocarbures*", édition TECHNIP 1979, p. 154

d'un accord à l'autre dans un même pays. Dans la législation Algérienne, le bonus de signature est prévu dans la loi n° 05/07, sans précision de son montant et de son mode de paiement, donc la loi prévoit seulement le principe relatif au paiement d'un bonus et laisse aux dispositions contractuelles le pouvoir de définir le montant et le mode de son paiement, puisque ce dernier est en quelque sorte négocié entre les parties, le bonus de signature est apparu dans l'article 33 de la loi n° 05/07 qui détermine les critères retenus par l'agence ALNAFT pour la sélection des offres, parmi ces critères, on trouve le montant non déductible du bonus à payer au trésor public à la signature du contrat de recherche et/ou d'exploitation.

Dans la législation comparée, notamment dans des pays africains, le bonus de signature est clairement défini dans les lois. Au Gabon, la loi a fixé le montant plancher du bonus de signature à 100.000 FCFA au Km²¹, par contre la loi camerounaise ne prévoit aucun plancher et laisse toute latitude aux contrats, c'est ainsi que le contrat Dissoni² prévoit un bonus de signature de 2.000.000 US. Pour le cas de l'Algérie et pour des causes de confidentialité, notre recherche n'a pas abouti à découvrir le montant du bonus de signature des contrats de recherche et/ou d'exploitation signés entre le ou les contractants et l'agence ALNAFT. Pour d'autres pays, c'est la procédure des enchères qui est utilisée, en Août 1971, la Grande Bretagne a adopté ce système pour l'attribution de 15 Blocs de recherches en Mer du nord, le montant total de celles-ci a atteint 37,3 Millions de ³. Les bonus de signature peuvent constituer un moyen facile pour départager les concurrents quand de nombreuses demandes sont faites pour un même permis.⁴

Tableau indicatif des différentes catégories de Bonus en Afrique.⁵

¹ Article 08 de la loi gabonaise n° 14/74 du 21 janvier 1975, portant réglementation des activités de recherche et d'exploitation pétrolière sur le territoire de la République gabonaise .

² Contrat de partage de production DISSONI du 4 avril 2005 entre la République du Cameroun, TOTAL E&P Cameroun et PECTEN Cameroun Company LLC, art. 15.1.

³ A.L.DIKOUNE, in « *La fiscalité pétrolière des états membres de la CEMAC* », ouvrage précité, p. 164

⁴ BRASSEUR, in : « *Législation et fiscalité internationale des hydrocarbures* », ouvrage précité, p. 130

⁵ STEPHANE ESSAGA in " *Le bonus en fiscalité pétrolière*", www.afritaxes.com/lettres/docs/38.pdf.P6.

Tableau n°2 :

Pays	Bonus de signature	Bonus de découverte	Bonus de production	Bonus d'incitation à la performance	Technique de formation	Bonus social
ANGOLA	X		X			X
ALGERIE	X		X			
CAMEROUN	X	X	X			
CONGO	X		X			
COTE D'IVOIRE	X		X			
EGYPTE	X		X			
GABON	X		X	X		
MAROC	X	X	X			
MOZAMBIQUE	X		X			
NIGERIA	X		X			
SOMALIE	X		X			
TCHAD	X		X			

Il est à noter que le législateur a considéré le montant de bonus de signature, comme une charge non déductible pour les besoins du calcul de l'impôt complémentaire sur le résultat¹, ce principe est appliqué aussi dans la législation Congolaise², en général il s'agit des pays à forte potentialités géologiques, dont une telle disposition fiscale est insusceptible d'être décourageante pour les investisseurs pétroliers internationaux.

¹ Article 3 du Décret exécutif n° 07-131 du 7 mai 2007 fixant les modalités de calcul de l'impôt complémentaire sur le résultat .JO n° 30.

² Article 41 de la loi précitée.

b- *L'obligation de constituer une provision pour faire face aux coûts d'abandon et/ou restauration des sites :*

Avant d'étudier le traitement fiscal de la provision, il convient de préciser le principe de l'obligation remise en état des sites.

1- Le principe de l'obligation de remise en état des sites (RES) :

Cette obligation découle de la convention de Montego Bay de 1982. En effet, l'article 208 de ladite convention fait obligation aux états "d'adopter les lois et règlements afin de parvenir, réduire et maîtriser la pollution en milieu marin qui résulte directement ou indirectement d'activités relatives aux fonds marins et relevant de leur juridiction ou qui provient d'îles artificielles relevant de leur juridiction". Cette obligation repose sur le principe de précaution fondé sur l'incertitude et l'imprécision scientifique, ce principe de précaution oblige les états à réglementer une action dont ils ne sont pas sûrs des implications environnementales, en effet la science ne peut tout résoudre; en cas de controverses scientifiques dans un domaine, ce principe s'applique pour éviter des surprises, les déversements d'hydrocarbures, les pollutions, les déchets dangereux sont fondés sur le principe de précaution¹.

En Algérie, cette obligation est apparue à partir de 1983, en votant les lois relatives à la protection de l'environnement, parmi les principes généraux fondant cette loi, on trouve le principe de pollueur payeur selon lequel, toute personne dont les activités causent ou sont susceptibles de causer des dommages à l'environnement assure les frais de toutes les mesures de prévention de la pollution ou de remise en état des lieux et de leur environnement.

2- Le traitement fiscal de la provision:

Dans la législation Algérienne, c'est le contrat de recherche et/ou d'exploitation qui établit les termes et conditions de constitution de cette provision, l'article 82 de la loi n°05/07 oblige le contractant à effectuer les travaux de RES à la fin de la période de l'exploitation, le contrôle de cette opération doit se faire par l'agence ALNAFT, en collaboration avec l'ARH et le ministre chargé de l'environnement, le contenu de cette obligation et le budget y afférent doivent apparaître au plan de développement élaboré

¹A.L.DIKOUNE, in « *La fiscalité pétrolière des Etats membres de la CEMAC*», ouvrage précité, p. 285

par le contractant et approuvé par l'agence ALNAFT, Le législateur qualifie cette provision comme une charge d'exploitation déductible des résultats imposables au titre de l'exercice, elle est fixée par unité de production sur la base des réserves récupérables restantes. Le montant de la provision est défini par l'agence ALNAFT, sur la base d'une expertise, elle doit s'assurer de son versement dans un compte séquestre².

Le compte séquestre devra être ouvert pour chaque périmètre par SONATRACH, il figurera dans la trésorerie de SONATRACH, il est mouvementé sur autorisation d'ALNAFT conformément à l'état d'avancement du programme d'abandon et/ou de restauration des sites approuvé par ALNAFTA, l'objet exclusif de ce compte est le financement des opérations d'abandon et/ou de restauration des sites.

*Le montant annuel de la provision (MAP) est calculé comme suit :

$$\text{MAP} = (\text{MGP} - \text{CPV}) \text{ PRP} / \text{VRR}.$$

MGP : montant global de la provision.

CPV : montant cumulé de la provision relatives aux périmètres, versé dans le compte séquestre au cours des années précédentes, majoré des intérêts y afférents.

PRP : production prévue sur le périmètre contractuel pour l'année civile concernée.

VRR : volume estimé des réserves récupérables du périmètre contractuel au cours de la période restante du contrat.

Le montant annuel de la provision est nul dès que le montant cumulé de la provision a atteint le montant global de la provision.

Cette procédure ne prend effet qu'une fois ALNAFT aura engagé les études nécessaires, la mise en application de cette dernière sera décidée par ALNAFT, en attendant, les structures FIN/DP et FIN/AST procéderont au versement de cette provision sur la base de 51 DA de TEP produite au compte séquestre annuellement aux mêmes délais que ceux de la liquidation de la TRP.¹

c- La garantie bancaire de bonne exécution

Cette obligation est apparue dans l'article 43/2 de la loi n° 05/07 modifiée et complétée relatif à l'obligation du contractant de réaliser un programme minimum de travaux durant chaque phase de recherche, en effet le législateur Algérien voulait au sens de cet article, assurer une exploration efficiente du gisement attribué au contractant ainsi que pour la mise en valeur des périmètres de recherche.

² Article 82 alinéa 4 de la loi n° 05/07 relative aux hydrocarbures modifiée et complétée.

¹ Procédure fiscale 2007 établie par DCG/FIN SONATRACH .

Le montant de cette garantie est spécifié dans le contrat de recherche et d'exploitation à la simple demande de l'agence ALNAFT, établi par une institution financière de premier ordre acceptée par l'agence ALNAFT, le montant de cette garantie doit couvrir le montant des travaux minimum à réaliser par le contractant durant chaque phase de recherche.

Cette garantie est prévue par l'article 92 et suite du code des marchés publics en disposant que : les garanties appropriées de bonne exécution dont celles obtenues par le service contractant des partenaires cocontractants étrangers et, en particulier, dans le domaine financier, sont les garanties pécuniaires couverte par une caution bancaire émise par une banque de droit Algérien, couvertes par une contre garantie émise par une banque étrangère de premier ordre¹.

Le montant de cette garantie couvrant les travaux minimum à réaliser durant la période d'exploration varie d'un pays à l'autre, voire d'un gisement à l'autre dans un même pays, suivant les caractéristiques du ou des gisements. La Mauritanie fixe le montant de cette garantie à 125 000 \$ pour la période initiale d'exploration, le même niveau de cette garantie est prévu pour la deuxième et troisième période d'exploration, et si au terme d'une période d'exploration quelconque, ou en cas de renonciation totale ou résiliation du contrat, les travaux d'exploration n'ont pas atteint les engagements minima du contractants, le Ministre aura le droit de rappeler la garantie à titre d'indemnité pour inexécution des engagements de travaux².

d- La tenue d'une comptabilité

Avant d'aborder cette question il va falloir en premier lieu traiter la définition (1) et les objectifs de la comptabilité (2).

1- La définition de la comptabilité

La comptabilité est in système d'organisation de l'information financière permettant : de saisir, classer, enregistrer des données de base chiffrés relevant des opérations commerciales et financières de l'entreprise, de présenter après traitement, sous forme d'états financiers un ensemble d'information reflétant une image fidèle du patrimoine de la situation financière et du résultat de l'entité à la date de la clôture et conformes

¹ Article 95 du décret présidentiel n° 10-236 du 7 octobre 2010 portant réglementation des Marchés publics. JO n° 58 du 07 octobre 2010.

² Article 4 du contrat de partage de production d'hydrocarbures entre la République Islamique de Mauritanie et Baraka Mauritanian Ventures Limited, portant sur le Bloc T à 12 du Bassin de TAOUDENI en Mauritanie. Mars 2004.

aux besoins des divers utilisateurs intéressés³. Deux types de comptabilités coexistent : la comptabilité générale et la comptabilité de gestion (comptabilité analytique), la première considère l'ensemble de la situation et des opérations de l'entreprise, son objectif est de mesurer et de suivre l'activité et les résultats de celle-ci, son orientation est donc externe dans la mesure où elle est destinée à la fois aux dirigeants et aux tiers de l'entreprise, sa référence principale est le temps, elle revêt un caractère obligatoire dans tous les pays quel que soit la taille de l'entreprise .

La seconde (comptabilité de gestion), est un instrument puissant de prévision, de négociation de suivi et de contrôle, son objectif essentiel est de procéder au calcul des coûts des différentes fonctions de l'entreprise, son orientation est donc interne, elle ne présente pas de caractère obligatoire mais représente cependant une composante appréciée du système de production de l'entreprise, l'entreprise tient une comptabilité par obligation juridique, par besoin des moyens de preuve et de contrôle, mais aussi pour fournir des informations sur sa gestion à différents destinataires et en particulier à ses dirigeants ¹.

Dans la législation Algérienne, la comptabilité financière est considérée comme un système d'organisation de l'information financière permettant de saisir, classer, évoluer, enregistrer des données de base chiffrées et patrimoniales de la performance et de la trésorerie de l'entité à la fin de l'exercice².

2- Les objectifs de la comptabilité

La comptabilité a pour objectif global de rendre compte en termes monétaires de l'activité de l'entreprise afin d'apporter : un moyen d'information et de protection des tiers un moyen de preuve, un instrument de gestion, donc les objectifs de la comptabilité répondent à trois types de besoins :

-Aide à la décision : position de la trésorerie vis-à-vis des dettes rapidement exigibles, capacité d'emprunt et de remboursement, évaluation des éléments de l'entreprise³, elle a pour but aussi de contrôle extérieur des dirigeants concernant les performances et les

³ Cyrille Mandou in: "*Comptabilité générale de l'entreprise instruments et procédures*", édition De Boeck, 2008, p. 5.

¹ D.GOUADIN & B.WADE in: "*Comptabilité générale système comptable OHADA*" édition De Boeck 2002, p. 11

² Article 3 de la loi n° 07-111 du 25 novembre 2007 portant système comptable financier. JO n° 74.

³ Ces éléments sont les actifs et passifs du bilan, charges et produits du compte de résultats.

risques, la bonne qualité de leur gestion, la poursuite des objectifs énoncés, le bien fondé des décisions prises⁴.

Dans la législation Algérienne le cadre conceptuel de la comptabilité financière a pour objectif d'aider : au développement des normes ; à la répartition des états financiers ; à l'interprétation par les utilisateurs de l'information continue dans les états financiers avec les normes. La fonction de comptabilité est de fournir de l'information en appliquant les principes fondamentaux, tels que le principe de la comptabilité en partie double, les principes d'observation,¹ les principes d'évaluation,² les principes de responsabilité³. Ces principes s'inscrivent dans un contexte historique plus large d'inspiration Anglo-Saxonne, celui des IAS (*International accounting standards*).

3-L'obligation de tenir une comptabilité

Au titre de l'article 56 de la loi n° 05/07 relative aux hydrocarbures modifiée et complétée le contractant doit tenir conformément à la législation et la réglementation en vigueur, et par exercice, une comptabilité par périmètre d'exploitation, permettant d'établir des comptes « valeur ajoutée » et « résultats d'exploitation » et un bilan faisant ressortir les résultats desdites activités les éléments d'actif et passif qui y sont affectés ou s'y rattachant directement ainsi que le résultat brut afférents à ces activités .

L'obligation relative à la tenue d'une comptabilité par périmètre d'exploitation s'inspire du code pétrolier Saharien qui imposait aux entreprises pétrolières à cette époque, de tenir par année civile, une comptabilité séparée des opérations soumises à la fiscalité pétrolière qui permettent d'établir : un compte de profits et pertes et un bilan faisant ressortir tant des résultats des dites opérations que les éléments d'actifs et de passifs qui y sont affectés ou s'y rattachent directement⁴.

⁴ C. MANDOU in: "*Comptabilité générale de l'entreprise instruments et procédures*", ouvrage précité, p. 6

¹ Ces principes sont le principe de l'entité comptable, le principe de périodicité, le principe de spécialisation des exercices, le principe de continuité d'exploitation.

² Ces principes sont :le Principe de qualification monétaire, les Principe des coûts historiques, le Principe de prudence et de réalisation.

³ Ces principes sont: le principe de justification des faits, le principe de permanence des méthodes, le principe de non compensation, les principes de bonne information et d'importance relative.

⁴ Article 64-1/2 de l'ordonnance n° 58/1111, portant code pétrolier Saharien.

L'article 56 de la loi 05/07, fait référence aux dispositions législatives et réglementaires relatives à la tenue d'une comptabilité⁵. L'article 20 de la loi n° 07/11 dispose que les entités soumises à la présente loi tiennent des livres comptables qui comprennent un livre journal, un grand livre et un livre d'inventaire.

Le livre journal enregistre les mouvements affectant les actifs, passifs, capitaux propre, charges et produits de l'entité, le grand livre comprend l'ensemble des comptes mouvementés au cours de la période, le livre d'inventaire reprend le bilan et le compte de résultats de l'entité, cette dernière disposition reprend l'alinéa 2 de l'article 10 du code de commerce. En vertu de cet article, le contractant doit établir au moins annuellement des états financiers, ces derniers sont définis à l'article 25 qui sont : le bilan, un compte de résultats, un tableau de flux de trésorerie, un tableau de variation des capitaux propres, une annexe précisant les règles et méthodes comptables utilisées et fournissant des compléments d'information au bilan et au compte de résultats.

Ces états financiers doivent présenter de manière fidèle la situation financière de l'entité, ses performances et tout changement de sa situation financière, et doivent refléter l'ensemble des opérations et d'événements découlant des transactions de l'entité et des effets des événements liés à son activité. Ils sont obligatoirement présentés en monnaie nationale. La loi n° 07/11 renvoi aux dispositions du décret exécutif n° 08/156 qui a pour objet de fixer les modalités d'application de l'article 25 relatif aux états financiers, en effet l'article 32 et suite du décret exécutif n° 08/156, nous montre clairement, la composition des états financiers et leurs contenus.

Le bilan décrit séparément les éléments de l'actif et les éléments du passif la présentation des actifs et des passifs dans le corps du bilan fait ressortir la distinction entre les éléments courants et les éléments non courants¹. Le compte de résultats est un état récapitulatif des charges et des produits réalisés par l'entité au cours de l'exercice². Le tableau de flux de trésorerie a pour objet d'apporter aux utilisateurs des états financiers une base d'évaluation de la capacité de l'entité à générer des flux de trésorerie et des équivalents de trésorerie, ainsi que des informations sur l'utilisation de ces flux de trésorerie³.

⁵ Ce sont les textes suivants : la loi n° 07/111 du 25 novembre 2007 portant système comptable financier et le décret exécutif n° 08/156 du 26 mai 2008 portant application du système comptable et financier

¹ Article 33 du décret exécutif n° 08-156 précité.

² Article 35 du décret exécutif n° 08-156 précité.

³ Article 36 du décret exécutif n° 08-156 précité.

Le tableau de variation des capitaux propres constitue une analyse des mouvements ayant affecté chacune des rubriques constituant les capitaux propres de l'entité au cours de l'exercice⁴. L'annexe aux états financiers comporte des informations qui présentent un caractère significatif ou qui sont utiles pour la compréhension des opérations figurant sur ces états financiers⁵.

Le modèle et le contenu des : Bilan, Compte de Résultats, Tableau des Flux de Trésorerie, le tableau des capitaux propres ainsi que l'annexe, sont fixés par arrêté du ministre chargé des finances¹.

Sous Section 5 : les types de contrats d'exploitation

Les régimes possibles d'exploitation pétrolière, couvrent un large éventail qui va du vieux régime de la concession à l'exploitation nationale directe, on peut répertorier les nombreux régimes d'exploitation pétrolière en plusieurs genres: les concessions, les contrats de partage de production, les contrats de service à risque, les contrats de service sans risque, les accords d'association, qui sont en fait, des variantes des quatre premiers. Tous les accords pétroliers peuvent, d'une façon ou d'une autre, être classés dans l'un de ces genres .

A - Le régime de concession

La pratique de la concession était utilisée dans l'industrie pétrolière aussi bien dans les pays développés que dans ceux du tiers monde, le système de concession, qui est le système français, dérive du code Napoléon, reconnaissant, en principe que la propriété du sol entraîne celle du sous-sol. La loi de 1810 a fait exception pour un certain nombre de substance d'intérêt national, le pétrole étant une de ces exceptions, le principe et les caractéristiques de la concession, c'est qu'elles couvraient une très longue période. Le droit du concessionnaire, était au départ un droit de propriété perpétuel, c'est grâce à la loi de: 09/09/1919, qui a limité cette durée, pour ouvrir à l'état, la possibilité de recouvrer périodiquement, la disposition des mines, et par la suite, stimuler l'activité minière, en fixant à l'avance, un terme à l'exploitation. En outre, les adversaires des partisans de ce système, dénonçaient un désastre économique, car les initiatives des exploitants, seront découragés par ce système, ils préféreront désormais, se livrer à une

⁴ Article 37 du décret exécutif n° 08-156 précité.

⁵ Article 38 du décret exécutif n° 08-156 précité.

¹ Arrêté du 26 juillet 2008 fixant les règles d'évaluation et de comptabilisation, le contenu et la présentation des états financiers ainsi que la nomenclature et les règles de fonctionnement des comptes. JO n° 19.

exploitation abusive et désordonnée, pour pouvoir amortir le plus rapidement possible leurs investissements. On aboutira par conséquent à un gaspillage des richesses du sous-sol, par la pratique de "l'écémage" des mines². Dans ce régime, les sociétés concessionnaires, étaient peu nombreuses du fait que les états encore faibles, ont accordé des concessions à des sociétés multinationales, soutenues par des puissances coloniales. En fait, les sociétés pétrolières ont constitués de véritables états dans l'état.

B -Le contrat de partage de production :

Le concept de l'accord de partage de production a pris forme pour la première fois, au début des années 1960 en Indonésie, où il était initialement appliqué dans le domaine agricole, il a été transposé à l'industrie pétrolière dans plusieurs pays, comme l'Égypte, la Libye, le Pérou, la Malaisie, les Philippines et certains pays de l'Afrique. Du moment qu'il s'agit de partage, cela implique l'existence de deux partenaires: la société étrangère et le pays hôte, qui est représenté par sa société nationale, ce type d'accord suppose, contrairement aux anciennes concessions, un rôle actif et direct du pays hôte dans la mise en valeur de ces ressources, mais la réalité est plus nuancée, dans la mesure où le partenaire étranger assure parfois à lui seul toutes les opérations¹, et échappe dans une très large mesure au contrôle du partenaire national.

Par le contrat de partage de production², l'état directement, ou par l'entremise d'un établissement dûment mandaté à cet effet, contracte les services d'un titulaire, en vue d'effectuer pour son compte et d'une façon exclusive, à l'intérieur du périmètre défini, les activités de recherche et en cas de découverte d'un gisement d'hydrocarbures commercialement exploitable, le titulaire assure le financement de ces opérations pétrolières³.

La production d'hydrocarbures est partagée entre l'état et le titulaire conformément aux stipulations du contrat de partage de production. Le titulaire reçoit une part de la production au titre u remboursement des coûts et sa rémunération en nature selon les modalités suivantes :

² Al, DIKOUNE. « *La fiscalité pétrolière dans les états membres de la CEMAC* », ouvrage précité, p. 74

¹ Le contractant assure la mobilisation des ressources techniques et financières et des équipements nécessaires à l'exécution du contrat. (Art 44.al 2 de la loi 05-07 relative aux hydrocarbures).

² Il existe une autre appellation de ce contrat qui est le contrat de participation à la production qui signifie la traduction française de l'expression espagnole: " *contracto en la participacion en la production*", ce système est la variante du contrat de partage de production soutenue par la banque mondiale, il est appliquée par la Guinée équatoriale.

³ Al, DIKOUNE. « *La fiscalité pétrolière dans les états membres de la CEMAC* », ouvrage Précité, p. 103

Une part de la production totale d'hydrocarbures est affectée au remboursement des coûts pétroliers, effectivement supportés par le titulaire, au titre du contrat pour la réalisation des opérations pétrolières. Cette part appelée (*cost oil*) ou "*production pour la récupération des coûts*", ne peut être supérieure, au pourcentage de la production fixé dans le contrat de partage de production.

Le solde de la production totale d'hydrocarbures après déduction de la part prélevée au titre du (*cost oil*) comme il est dit ci-dessus couramment appelé: "*profit oil*" ou "*production pour la rémunération*", est partagé entre l'état et le titulaire, selon les modalités fixées dans le contrat de partage de production.

C -Les contrats de service à risque

Ces contrats reposent sur le principe, que c'est la compagnie étrangère qui avance les fonds nécessaires à la recherche et au développement, et supporte seule le risque de l'exploitation. Si aucune découverte n'est réalisée, le contrat cesse d'exister, en cas de découverte, celle-ci est exploitée par la société nationale du pays hôte. La caractéristique fondamentale des contrats de service à risque est que le contractant étranger est payé en espèces et non pas en pétrole brut comme dans les accords de partage de production¹.

D- Les contrats de service sans risque

Ce sont des contrats en vertu desquels une entreprise réalise des travaux pétroliers pour le compte d'une société étatique et reçoit en échange une rémunération forfaitaire, le risque est assumé par le pays hôte qui garde pour lui tous les bénéfices du projet. Ces contrats sont pratiqués dans certains pays de l'OPEP qui ont pris le contrôle des anciennes sociétés concessionnaires, tout en laissant à ces dernières le soin de poursuivre certaines activités pétrolières pour le compte du pays hôte².

E- Les accords d'association

Le droit pétrolier emploie également, dans la recherche et l'exploitation des hydrocarbures, une formule juridique particulière qui est le contrat d'association : elle est utilisée dans le droit anglo-saxon sous le nom de *joint venture*. L'objet essentiel du

¹ CHARLES OMAN in: «*Les nouvelles formes d'investissements dans les industries des pays en développement*», OCDE édition Paris, 1989, p. 24

² A.L.DIKOUNE in : «*La fiscalité pétrolière dans les états membres de la CEMAC*», ouvrage Précité, p. 99

contrat d'association est de faire coopérer deux ou plusieurs sociétés, en vue de la réalisation d'un ou plusieurs buts : recherche, exploitation ,transport.

L'association peut détenir des titres miniers de recherche et d'exploitation, suivant quatre formules juridiques :

Détention par un seul associé qui n'est ni opérateur, ni gérant, et qui demeure seul responsable vis-à-vis des pouvoirs publics.

Détention par l'opérateur qui est également seul responsable vis-à-vis des pouvoirs publics.

Détention par un mandataire agissant au nom et pour le compte de l'associé et enfin détention conjointe et solidaire de l'ensemble des associés, qui ont chacun un droit direct aux produits découverts, selon leur pourcentage de participation¹.

On notera à titre d'exemple, l'accord franco algérien du 29 juillet 1965 qui est l'association la plus ancienne dans l'exploitation des gisements d'hydrocarbures .En dépit de cet accord, l'Algérie et la France s'associent pour conduire la recherche et l'exploitation sur 180 000 km², en créant une association coopérative (ASCOOP), où elles sont à égalité (50%,50%). L'ASCOOP enregistre sa première découverte le 13/12/1966, quatre autres associations suivent jusqu'en mars 1967².

En Algérie, du code pétrolier saharien de 1958 aux nationalisations de 1971, la société qui obtient le permis exclusif de recherche par décret du gouvernement, bénéficie d'une concession d'exploitation sur le gisement éventuellement découvert, assortie de ce que l'on l'appelait la convention de concession. Après la nationalisation de 1971, le permis d'exploitation n'est délivré qu'à l'entreprise nationale SONATRACH, celle-ci, choisit ensuite la société avec laquelle elle désire s'associer, la société étrangère ne peut détenir que 49% des participations. La loi n°86-14 du 19/08/1986 consacre tout le livre V(art 20-29) à l'association avec les personnes morales étrangères, ce protocole reprend les dispositions législatives et réglementaires en vigueur qui tracent le cadre de l'activité et énonce l'économie générale de l'association et les obligations substantielles du partenaire étranger ainsi que les engagements de l'Etat Algérien, en cas de découverte de gisements. Dans ce cadre, la forme de l'association la plus pratiquée en application

¹ MURAT.DANIEL, in: "*L'intervention de l'état dans le secteur pétrolier en France*", édition TECHNIP. Paris 1969, p. 102

² Peter Lang in : "*Documents Diplomatiques Français* ", Commission des archives diplomatiques ministère des affaires étrangères (Paris) 1967. Tome 1 (1^{er} Janvier -1^{er} juillet), édition P.I.E. Bruxelles 2008, p. 348

de cette loi a été finalement, le contrat de partage de production visé par l'article 22. En outre, l'article 24 de cette loi prévoit quatre formes possibles d'association :

- association dite "contrat de partage de production - association dite : contrat de service
- association en participation, sans personnalité juridique dans laquelle l'associé étranger constitue une société commerciale de droit algérien ayant son siège en Algérie - société commerciale par actions de droit algérien ayant son siège en Algérie.

Par la promulgation de la loi n°05-07 relative aux hydrocarbures, le protocole entre l'Etat et l'associé étranger est supprimé, car l'article 30 de cette loi, prévoit que le contrat entre l'associé et ALNAFT est approuvé par décret, et entre en vigueur à la date de publication de ce décret, le contractant étant choisi par un appel d'offre¹.

Le taux de participation de l'entreprise nationale SONATRACH est fixé à un minimum de 51%, dans tous les contrats de recherche et d'exploitation et les contrats d'exploitation². Avant la modification de la loi 05-07, le taux de participation confié à la SONATRACH, lorsqu'elle n'était pas partie au contrat de recherche et d'exploitation, était fixé de 20 à 30%. Les critiques de cette loi, ont amené le législateur à modifier le taux de participation en le rendant à 51%, dans tous les cas de figures.

Section 2 : Le cadre institutionnel de l'amont pétrolier

Les mutations intervenues dans le dispositif institutionnel, législatif et réglementaire régissant les activités d'hydrocarbures, à travers notamment la promulgation de la loi n° 05/07 relatives aux hydrocarbures instituant l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures ALNAFT, ont consacré le principe de séparation du rôle de l'Etat autant que propriétaire du domaine minier des hydrocarbures, le promoteur des investissements et de protecteur de l'intérêt général, de celui de l'entreprise publique, opérateur économique et commercial, chargée désormais de la création des richesses et de plus values. C'est dans cet esprit que l'agence ALNAFT a été créée, avec comme objectif essentiel de veiller aux intérêts stratégiques de l'Etat à travers l'exercice d'un certain nombre de mission qui mettent en exergue une nouvelle culture en matière de gouvernance du secteur des hydrocarbures, reflétant les principes de transparence, de concurrence et de non discrimination entre les opérateurs. Elle demeure à ce titre, un

¹ Depuis l'introduction par anticipation à la nouvelle loi sur les hydrocarbures, de l'appel à la concurrence, l'Algérie a conclu 23 contrats pétroliers entre 2000 et 2003 (soit dix contrats par an en moyenne) contre 45 entre 1986 et 2000 (soit trois contrats par an en moyenne) "El Watan ,6 janvier 2004.

² Art. 32 al ,5 de la loi 05-07 modifiée et complétée.

acteur incontournable de l'amont pétrolier et gazier. Dans ce chapitre, on va étudier la structure de cette agence et ses missions de régulation.

Sous Section 1 : La structure de l'agence ALNAFT

A- Le comité de direction :

Avant de traiter ce point il convient de rappeler que ce comité de direction concerne les deux agences de régulation ALNAFT et ARH, et les règles régissant cet organe sont communes aux deux agences.

1- La composition du comité de Direction

Ce comité se compose d'un directeur nommé par un décret présidentiel sur proposition du ministre chargé des hydrocarbures, et cinq membres qui sont en fait, des Directeurs de divisions à savoir :un Directeur Division Activités gaz naturel, un Directeur de la promotion du domaine minier des hydrocarbures, un Directeur Division gestion banque de données nationales, un Directeur Division du développement et exploitation des hydrocarbures, un Directeur Division gestion des contrats et affaires juridiques. Ces derniers sont nommés par un décret présidentiel, sur proposition du ministre chargé des hydrocarbures .

2- Le fonctionnement du comité de direction

Dans ce passage, on étudie les conditions de la tenue des réunions (quorum) et celles de prise de décisions (de majorité).

Les conditions de quorum: elles sont fixées à l'article 12 /12 de la loi n° 05/07 relative aux hydrocarbures, les délibérations ne sont valides qu'avec: la présence de deux membres et celle du président du comité de direction. Sans que la loi indique si le président peut exercer ses pouvoirs délibération préalable¹¹⁰.

Ces conditions semblent être ambiguës, car l'article ne précise aucun détail, c'est une lacune qui peut rendre la gestion de l'agence opaque, car si on était devant une décision qui concerne les affaires d'études et de développement, la logique juridique impose la

¹¹⁰ M.BENCHIKH in: " *La nouvelle loi pétrolière algérienne ;direction publique et économie de marché*" Revue: l'année du Maghreb 2008, p. 8

présence du directeur de cette division. Désormais, par application de la législation actuelle, la présence de n'importe quel Directeur suffira pour qu'une délibération soit valide.

3- Les conditions de prise de décisions :

Le législateur prévoit une majorité simple pour la validité des décisions prises au sein du comité de direction, en cas d'égalité des voix, celle du président est prépondérante. Cette disposition de majorité simple n'est pas efficace, car la majorité simple du quorum est de deux personnes puisque le quorum est de deux membres et celle du président, donc la majorité de trois personnes n'apporte pas de résultats déterminés pour une éventuelle décision. Il a fallu à notre législateur d'exiger dans le quorum, au moins la majorité simple de tous les membres du comité pour rendre les décisions du comité beaucoup plus efficaces.

4 Les pouvoirs du président

L'alinéa 11 de l'article 12 dispose que le président du comité de direction a les pleins pouvoirs pour agir au nom de l'agence et de faire autoriser toutes actes et opérations relatifs à sa mission. L'alinéa 14 de l'article 12 énumère ces pouvoirs en employant le terme *notamment*, ce terme veut dire que le législateur cite les pouvoirs du président à titre d'exemple du fait que la loi ne peut pas limiter dans une liste exhaustive toutes les missions de l'agence ALNAFT à raison de l'ampleur du secteur énergétique. Une limitation de ces pouvoirs pourrait paralyser sa fonction en la rendant moins dynamique, surtout que l'agence se comporte qu'avec les sociétés pétrolières de grande envergure.

-La délégation de pouvoirs

Le législateur autorise le président du comité de direction a subdéléguer, sous sa responsabilité, tout ou partie de ses pouvoirs, cette délégation semble similaire à celle du directeur général d'une SPA¹. Mais dans le cadre du comité de direction, la loi est muette quant à la personne qui assure cette délégation, il ne peut s'agir que de l'un des cinq membres (Directeurs), qui peuvent accomplir cette mission sous la responsabilité

¹ Art 639 du code de Commerce Algérien.

du président, donc on déduit que le président du comité de direction a donc une tâche extrêmement lourde et il peut souhaiter être assisté pour être déchargé d'une partie de ses fonctions. Cette assistance est possible grâce à l'article 12/15 de la loi 05/07 modifiée et complétée, le délégué du Directeur n'a pas de pouvoirs propres, c'est le Directeur du comité de direction qui détermine l'étendue et la durée des pouvoirs conférés à son délégué¹. Le Directeur délégué dispose à l'égard des tiers des mêmes pouvoirs que le Directeur du comité de direction, il a donc les pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de l'agence.

Outre les dispositions de l'article 12/22 relatives à la fin de mission du Directeur, sa responsabilité civile peut être engagée pour des infractions aux dispositions législatives ou réglementaires, pour violation des statuts ou pour des fautes de gestion envers les tiers. Sa responsabilité personnelle ne peut être retenue que s'il a commis une faute séparable de ses fonctions.

Dans l'absence d'une définition de cette notion dans le droit et la jurisprudence Algérienne, on notera l'exemple de la jurisprudence française où la cour de cassation française a eu l'occasion de préciser la notion de la faute séparable, pour la première fois dans un arrêt de 20 mai 2003 : "*il y'a faute séparable, lorsque le dirigeant commet intentionnellement, une faute d'une particulière gravité incompatible avec l'exercice normal des fonctions sociales*"².

B- Le conseil de surveillance

Avant la promulgation de l'ordonnance n°06-10 du 25 juillet 2006 modifiant et complétant la loi 05/07, on parlait d'un conseil consultatif institué auprès de l'agence ALNAFT, et compte tenu des lacunes³ et des imprécisions⁴ qui entouraient la

¹ Contrairement aux SPA, c'est le conseil d'administration qui détermine, en accord avec le directeur général les pouvoirs du délégué. Art 641 du code de commerce Algérien .

² PHILIPPE, MERLE in : «*Droit commercial, sociétés commerciales*», édition Dalloz Paris, 2007, p. 514.

³ Par exemple, la loi stipule que ce conseil est composé de deux représentants des départements ministériels intéressés, non précisés par l'article 12 de la loi 05/07, et de façon assez curieuse la loi envisage le terme: "*éventuellement*" dans la composition de ce conseil, c'est-à-dire sans être sûr, ce qui est une lacune dans un texte législatif, ce conseil formule des avis sur les activités du comité de direction, sans autres précisions.

⁴ Sans doute ces imprécisions indiquent que le gouvernement lui-même n'a pas de ligne déterminée pour élargir le débat sur les politiques pétrolières et associer à la fois des responsables d'autres départements ministériels, des syndicalistes et des citoyens .Des spécialistes de ce secteur voyaient mal dans le système politique, comment une représentation effective des travailleurs et des consommateurs, peut réellement être organisée

composition et le fonctionnement de ce conseil, ce dernier est abrogé en le substituant par un organe appelé: conseil de surveillance. Ce dernier confirme une fois son assemblage à la structure de la SPA, l'ordonnance n°06-10 qui a institué cet organe, confie son organisation et son fonctionnement aux dispositions réglementaires. En effet, il a fallu attendre quatre ans pour la publication du décret exécutif qui fixe l'organisation et le fonctionnement de ce conseil¹.

1- La Composition du conseil de surveillance

Le conseil se compose d'un président et un vice président qui sont désignés par le ministre chargé des hydrocarbures, un représentant de plusieurs structures² en plus de deux personnalités choisies par le ministre chargé des hydrocarbures, reconnues pour leurs compétences dans le domaine des hydrocarbures. L'article 2/2 précise que ces représentants doivent avoir au moins, le rang de directeur, ainsi que les deux personnalités choisies par le ministre, ce dernier est libre dans cette désignation, pourvu qu'il respecte la qualification du domaine dont ils sont désignés, et le grade de directeur. La composition du conseil de surveillance semble à un conseil des ministre allégé puisqu'il regroupe une grande partie des ministères³. Le législateur voulait intensifier le rôle et la structure de ce conseil pour mieux donner une politique rationnée dans le secteur des hydrocarbures, mais il semble qu'il a exagéré dans ce renforcement, quand il intègre des représentants de certains ministères, qui n'ont aucun lien direct ou indirect avec le secteur pétrolier tels que le ministère de la défense nationale.

2 -Le fonctionnement du conseil de surveillance

La règle générale est que ce conseil se réunit deux (2) fois par an en session ordinaire, dans tous les six mois, une session est tenue par le conseil de surveillance en vue de discuter les travaux de suivi de l'exercice des missions de l'agence. Cette session ordinaire est convoquée par le président du conseil, l'article 07 du décret précité nous

dans un domaine pétrolier, alors qu'elle n'existe pas dans les domaines névralgiques . M.BENCHIKH in: " *La nouvelle loi pétrolière algérienne ;direction publique et économie de marché*" Revue : l'année du Maghreb 2008), p. 8.

¹ Décret exécutif n° 10-289 du 14 novembre 2010 ,fixant la composition et le fonctionnement du conseil de surveillance institué auprès des agences d'hydrocarbures JO n° 20.

² Pour plus de détails voir l'article 2 du décret exécutif n°10-289.

³ A savoir le ministère la défense nationale, le ministère de l'intérieur et de collectivités locales, le ministère des affaires étrangères, le ministère des finances, le ministère de l'environnement, le ministère de commerce et le ministère chargé de la prospective et de statistiques.

indique la forme de cette convocation en stipulant que les membres du conseil sont convoqués par écrit quinze jours avant la tenue de la réunion⁴ .

La dérogation est la cession extraordinaire qui est tenue dans les trois cas; lorsque le conseil le juge nécessaire ; à la demande de son président ou à la demande écrite du tiers (1/3) de ses membres. En effet, le président peut demander une réunion pour des questions sensibles relatives à l'intérêt national dans le cadre de la politique nationale des hydrocarbures, ou lorsqu'il constate une violation des dispositions législatives ou réglementaires commises par un opérateur national ou étranger, ainsi que dans toutes les affaires et questions autres que celles prévues par la cession ordinaire, et auxquelles elles ne peuvent attendre une tenue d'une deuxième cession.

Le conseil délibère valablement lorsque les deux tiers (2/3) au moins des membres sont présents . À défaut de ce quorum, le conseil se réunit huit (8) jours après la date initiale fixée pour la réunion¹. Pour les conditions de majorité requise pour la validité de décisions, le décret impose encore une fois une majorité des deux (2/3) tiers de ces membres présents. On déduit que cette disposition n'a pas d'effet en cas d'absence de quorum dans la première convocation, car le législateur accorde la tenue d'une réunion quelque soit le nombre présent. Par conséquent, si deux membres seulement sont présents, on peut s'interroger sur l'efficacité de cette majorité et notamment si le représentant du ministère chargé des hydrocarbures est absent.

Le législateur voulait appliquer une rapidité et une souplesse dans la prise de décisions , compte tenu de l'ampleur de secteur des hydrocarbures, mais il n'a pas su la concrétiser sur le plan juridique.

3 -Les pouvoirs du président

L'article 04 du décret exécutif n°10-289 fixant la composition et le fonctionnement du conseil de surveillance institué auprès des agences d'hydrocarbures stipule que le président du conseil de surveillance est chargé essentiellement de conduire et assurer la coordination des travaux du conseil et de veiller à leur bon déroulement , veiller à une bonne collaboration entre le conseil et le comité de direction de l'agence concernée , convoquer les réunions ordinaires et extraordinaires. Le texte n'apporte pas une liste

⁴ Dans la lecture de ce décret on va s'apercevoir que le mode de la tenue de ces réunions est similaire aux réunions des deux modèles SPA : SPA à conseil d'administration. Et SPA à directoire et conseil de surveillance.

¹ Art 08 du décret exécutif n° 10-289 précité.

exhaustive de ces missions, cela veut dire que le président a la faculté de disposer des pouvoirs les plus étendus pour agir en toute circonstance en nom de l'agence ALNAFT.

C- Le secrétaire général

Le poste de secrétaire général n'existait avant la modification de la loi n°05-07, c'est en vertu de l'ordonnance n°06-10, que ce poste a été créé pour porter assistance aux missions du conseil. Le secrétaire général est placé sous l'autorité du président du comité de direction. Les missions du secrétaire général sont à titre d'exemple¹. Le secrétaire général assiste aux travaux du comité de direction et en assure le secrétariat technique, il résulte de ces dispositions que le secrétaire général assure une mission de pilotage dans le cadre de la gestion légale et statutaire de l'agence ALNAFT.

Sous Section 2 : Les missions de l'agence ALNAFT

Par application de l'article 14 de la loi n° 05/07 ces missions sont multiples, nous examinerons quelques cas à titre d'exemple.

A-La promotion des investissements nationaux et étrangers

Dans la recherche et l'exploitation des hydrocarbures :

Cette mission s'inscrit dans le cadre de réajustement structurel du secteur des hydrocarbures que le législateur a apporté à la mission de régulation. En effet, vu l'ampleur de la rente résultant de cette exploitation, la loi opte pour une promotion de l'investissement, que ce soit national ou étranger, ce dernier (l'investisseur étranger) qui se voyait, sous l'empire de législations précédentes², marginalisé et sous la dépendance de la SONATRACH qui dominait les négociations des contrats de recherche et/ou d'exploitation. Désormais, avec la création des agences d'hydrocarbures et notamment l'agence ALNAFT, le cadre de négociation est plus transparent et favorise un climat concurrentiel entre les futurs contractants.

¹ En effet, l'article 12 de la loi n°05-07 modifié, énumère les missions du secrétaire qui sont limitatives:1- assister le président du comité de direction dans le fonctionnement et la coordination des activités de l'agence .2-Superviser les activités de la structure de communication et la gestion des archives et de la documentation 3-veiller à l'exécution, par les structures concernées, des procédures relatives à l'élaboration des budgets, plans et programmes prévisionnels 4-évaluer les procédures de travail et formuler éventuellement les propositions pour leur amélioration .5 -Veillez à la dotation, en moyens et outils de travail, des différentes structures, pour leur assurer un bon fonctionnement .6 -Veiller à la sauvegarde et à la protection du patrimoine de l'agence .7 -Centraliser les démarches et contacts au profit des intervenants du secteur des hydrocarbures 9-établir le plan de communication .8-Publier des informations sur les activités de l'agence .10 -Coordonner les actions avec les autres institutions.

² Notamment la loi n°86/14 amendée par la loi n°91/21du 04 décembre 1991.

Cette mission de promotion des investissements se réalise avec l'élaboration des règles techniques et économiques relatives aux gisements d'hydrocarbures, la loi laisse aux dirigeants de cette agence, une marge de manœuvre pour bien mener leurs missions sans la restreindre, ceci est une traduction explicite de la volonté politique de l'Algérie de rendre le secteur des hydrocarbures, un secteur prometteur qui répond aux exigences internationales en matière de concurrence entre les compagnies pétrolières, sans qu'il ait aucun monopole dans l'attribution de différents contrats de recherche et/ou d'exploitation.

B- La gestion et la mise à jour des banques de données concernant La recherche et l'exploitation des hydrocarbures

Cette mission est assurée par la division gestion banque de données nationales (BDN). Elle est chargée notamment de gestion et mise à jour de la banque de données nationale concernant la recherche et l'exploitation des hydrocarbures, mise à disposition de toutes les données techniques nécessaires à la gestion du secteur des hydrocarbures, participation à la conception au pilotage et à la gestion de la BDN, traitement et retraitement de données selon les besoins, contrôle et coordination de l'utilisation de la BDN par les autres institutions et structures des agences¹. Dans ce cadre, l'article 58 de la loi de finances pour 2008 confirme une autre fois que ces données sont gérées par l'agence ALNAFT en stipulant que toute données issues des travaux de recherche et de prospection relatives au domaine minier des hydrocarbures relèvent du domaine public. Ces données sont gérées, protégées et conservées par l'autorité compétente chargée du service public, en l'occurrence l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) ».²

C- Délivrer les autorisations de prospection

L'article 20 de la loi 05/07 confère à l'agence ALNAFT le pouvoir d'accorder les autorisations de prospection, sur un ou plusieurs périmètres pour une période de deux années seulement, la différence entre l'ancien et le nouveau texte qui a été modifié par l'ordonnance n°06/10, c'est que le législateur ajoute l'approbation du ministre chargé des hydrocarbures pour l'attribution de cette autorisation. Le contractant ayant bénéficié de cette autorisation de prospection, doit fournir tous les données et résultats issues des

¹ ALNAFT, Rapport Annuel 2008, p. 26.

² Article 58 de la loi n° 07-12 du 30 décembre 2007 portant loi de finances pour 2008, JO n° 82 du 31/12/2007.

travaux de prospection qui seront mises à la disposition de l'agence ALNAFT, selon les règles prévues par le décret exécutif n: 07-311 du 07 octobre 2007 fixant les procédures de mise à al disposition de l'agence ALNAFT de toutes les données et résultats issus des travaux de prospection des hydrocarbures. Ces données et résultats ainsi que leurs interprétations issus des travaux de prospection des hydrocarbures doivent être remis à l'agence ALNAFT, au plus tard (30) trente jours après l'expiration de la durée de validité de l'autorisation de prospection des hydrocarbures¹.

En 2008, onze demandes d'autorisation de prospection ont été étudiées: quatre autorisations ont été délivrées à SONATRACH², sept autres sont en cours d'approbation. Il s'agit de cinq périmètres en on-shore³ et deux en off-shore⁴.

D- Procéder à des appels à la concurrence et d'évaluer les offres Concernant les activités de recherche et d'exploitation

Les modalités de conclusion des contrats de recherche et ou d'exploitation suite à un appel à la concurrence sont régies par voie réglementaire⁵. Avec l'appel d'offre à la concurrence, la société qui fait la meilleure offre, obtient obligatoirement le contrat de recherche et/ou d'exploitation qu'elle a fourni en liaison avec l'appel d'offre. Autrement dit, l'agence ALNAFT est tenue de conclure le contrat avec la société "le mieux disant ". Avec cette procédure, l'Algérie renonce à son pouvoir discrétionnaire de choisir la société bénéficiaire et laisse faire la concurrence, espérant ainsi attirer les meilleurs investisseurs.

Cet appel à la concurrence comprend deux phases: la première dite technique, destinée à définir l'offre technique de référence qui sert de base pour l'établissement de l'offre économique. Et la seconde dite économique, destinée à sélectionner l'un des soumissionnaires ⁶.

¹ Art 02 du décret exécutif n° 07-311 du 07 octobre 2007 fixant les procédures de mise à la disposition de l'agence ALNAFT de toutes données et résultats issus des travaux de prospection des hydrocarbures J.O n°64 .

² Il s'agit d'AIN D'HAB BOUCEDRAIA, TINDOUF, CHENACHENE et ABADLA KENADSA.

³ Il s'agit de HODNA EST, AIN REGGADA SOUK AHRAS, DJBEL AZREG, TLEMCCEN MECHERIA et AIN SEFRA.

⁴ Il s'agit de MOSTAGANEM-TENES et BEJAIA-ANNABA.

⁵ Décret exécutif n° 07-184 du 09 juin 2007 fixant les procédures pour la conclusion des contrats de recherche et d'exploitation et les contrats d'exploitation des hydrocarbures suite à un appel à la concurrence J.O n° 40 .

⁶ Pour plus de détails sur ce point . Voir Décret exécutif n°07-184 du 09 juin 2007 fixant les procédures pour la conclusion des contrats de recherche et d'exploitation et les contrats d'exploitation des hydrocarbures suite à un appel à la concurrence J.O n°40.

L'agence ALNAFT, a procédé le 10 juillet 2008 au lancement du 1^{er} appel à la concurrence national et international pour les opportunités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures, ce processus conduisant à la conclusion des contrats de recherche et d'exploitation des hydrocarbures a connu cinq phases, la première phase a vu le lancement de l'appel à la manifestation d'intérêts pour la pré qualification des compagnies. La deuxième phase a concerné la sélection des périmètres devant faire l'objet de l'appel à la concurrence. La troisième phase a été caractérisée par le lancement de l'appel à la concurrence, pour la conclusion des contrats de recherche et d'exploitation des hydrocarbures. La quatrième phase a été consacrée à l'organisation des sessions de data room portant sur la présentation des données et informations techniques relatives aux périmètres objet de l'appel à la concurrence. La cinquième phase a porté sur l'ouverture publique des plis, l'attribution des périmètres aux compagnies retenues et la conclusion des contrats de recherche et d'exploitation y afférents¹. Il est à noter qu'en juillet 2008, date à laquelle ALNAFT a lancé ce premier appel à la concurrence, le marché pétrolier était caractérisé par des prix élevés, alors qu'en décembre 2008, date d'ouverture des plis, les prix du pétrole étaient nettement plus bas, en plus de la crise financière observée en ce moment².

E- Suivi et contrôle de l'exécution des contrats de recherche et ou D'exploitation

Cette mission est le corollaire de sa dotation d'une puissance publique, l'agence est en effet créée pour défendre les intérêts nationaux et pour atteindre cet objectif, la loi lui consacre le pouvoir de suivi et de contrôle, malgré qu'elle ait la qualité de partie contractante. Les exemples de sa mission de contrôle sont nombreux, on notera à titre d'exemple, le changement de l'opérateur dans les travaux de recherche et/ou d'exploitation et le transfert des droits et obligations entre les contractants qui doivent être soumis à l'accord préalable de l'agence ALNAFT. Quant à la mission de contrôle de l'exécution des contrats de recherche et/ou d'exploitation, le législateur Algérien la précisé dans la loi n°05/07 et les textes pris pour son application. De ce fait, tout acte d'approbation conféré à l'agence ALNAFT en vertu de la loi n°05/07, s'inscrit dans le cadre de sa mission de contrôle.

¹ Rapport Annuel de l'agence ALNAFT, 2008.P21.

² Dr S.A.BETATA Directeur de l'agence ALNAFT in " : *Entretien avec le journal Liberté* " du 28-04-2009.

F-L'approbation des plans de développement

Ce plan permettra au contractant, d'optimiser ses travaux de recherche et d'exploitation d'une part, et permettra à l'agence ALNAFT, de suivre l'évolution des travaux par rapport au plan de développement présenté par le contractant d'une autre part. L'agence ALNAFT est tenue non seulement, de l'approbation des plans de développement et de toute leur modification potentielle, mais elle est aussi tenue, de leur mise à jour périodique, selon les conditions techniques, économiques et géophysiques de la recherche et l'exploitation des hydrocarbures. En 2008, cinq plans de développement de gisements et les budgets y afférents ont été examinés et approuvés par ALNAFT¹.

G - S'assurer de l'exploitation optimale des ressources en Hydrocarbures

Même si la loi n°05/07 incombe au contractant dans plusieurs articles² l'obligation de la conservation optimale des ressources, en utilisant les moyens efficaces et rationnels, compte tenu de cette ressource épuisable et non renouvelable, et malgré que la loi n'indique pas d'une façon explicite la manière de s'assurer de cette exploitation optimale, on peut la déduire tacitement dans l'article 49 alinéa 2 qui dispose : "*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*". Et pour s'assurer de cette tâche, l'agence ALNAFT doit s'appuyer sur le plan de développement pour quelle puisse vérifier le respect ou non des conditions requises pour cette conservation optimale des gisements.

H - collaboration avec le ministre chargé des hydrocarbures, et L'élaboration des textes réglementaires

L'agence ALNAFT doit collaborer avec le ministre chargé des hydrocarbures en matière de politique sectorielle, le législateur Algérien voulait par cette disposition, assurer une mission cohérente dans le secteur des hydrocarbures, et préserver une stabilité dans les relations entre les contractants et l'agence de régulation. Cette mission de collaboration

¹ Il s'agit de:1-BERKINE NORD EST B ET HASSI BERKINE SUD EST -12 association SONATRACH-Anadarko. 2 ZEA, ROM et ROM NORD, association SONATRACH -Eni .3 OURHOUD association SONATRACH Sonatrach-Anadarko-Cepsa. 4 TESSILIT NORD association SONATRACH -Stroystrans-Gas. 5 BIR SEBA association SONATRACH-PVEP. "*Rapport Annuel 2008 .ALNAFT*" .

² Articles : 3/2 et 49/1 de la loi n° 05-07 relative aux hydrocarbures modifiée et complétée.

contribue à la réalisation d'une politique énergétique optimale qui confère un climat de confiance entre les contractants, et permet aussi, d'éviter des interférences des deux structures (l'agence ALNAFT et le ministère de l'énergie et des mines). En effet, l'agence transmet mensuellement au ministère de l'énergie et des mines, la situation fiscale des activités de l'amont pétrolier, à travers la mission de collecte et de reversement de la redevance sur la production, et à travers les informations fiscales transmises par l'administration fiscale¹.

Quant à l'élaboration des textes réglementaires : l'agence ALNAFT est engagée sur les travaux d'élaboration des textes depuis la mise en place de son comité de direction en 2005, elle a collaboré avec les structures de ministère de l'énergie et des mines dans la préparation et la définition de la politique sectorielle. Dans ce cadre, plusieurs textes d'application ont été adoptés². Ainsi que des procédures sont élaborées et notifiées par cette agence. Il s'agit de la procédure préliminaire de calcul de la taxe sur le gaz torchés et notification à SONATRACH, du tarif applicable au calcul de la taxe sur les volumes de gaz à torcher durant l'exercice 2008³.

Le cadre juridique et institutionnel de l'activité amont pétrolier a connu une évolution avec la promulgation de la loi 05/07. En effet, les modalités de conclusion de contrats de recherche et d'exploitation revêtent plus de transparence, et les droits et obligations des contractants sont mieux définis. La mission de régulation dans cette activité a connu une modification puisqu'une instance indépendante a été créée à cet effet. Cette dernière est dotée de plusieurs prérogatives dans le domaine de l'amont pétrolier notamment dans les questions relatives à la fiscalité pétrolière.

Dans la phase de recherche et/ou d'exploitation, l'opérateur national et/ou étranger est assujéti au paiement de certains prélèvements qui revêtent le caractère domanial du fait qu'ils sont perçus en dehors de toute notion de bénéfiques.

¹ Notamment la Direction des Grandes Entreprises (DGE).

² Il s'agit du décret exécutif n°08-01 du 02 janvier 2008 fixant la liste des activités pouvant être consolidées, les modalités de mise en œuvre de la consolidation des résultats et l'application du taux réduit de l'impôt complémentaire sur le résultat JO n° 01 du 06/01/2008. Décret exécutif n°: 08-314 du 07 octobre 2008, modifiant et complétant le décret exécutif n° 07-127 du 05 mai 2007 relatif à la délimitation et la classification du domaine minier en zones et à la définition des périmètres de prospection, de recherche et d'exploitation. JO n° 58 du 8/10/2008.

³ Rapport Annuel de l'agence ALNAFT, p. 18.

TITRE I
LES PRÉLÈVEMENTS À CARACTÈRE DOMANIAL

Le régime fiscal des activités de l'Amont pétrolier et gazier est caractérisé par une multitude de droits et taxes qui sont payés loin de toute notion de bénéfice, du fait que ces prélèvements sont indépendants de la rentabilité économique du gisement, ils sont anticipés sur la probable rente pétrolière¹. Certains sont perçus régulièrement dès la signature du contrat de recherche et ou d'exploitation des hydrocarbures telle que la taxe superficielle prévue dans toutes les étapes d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures (chapitre 1). D'autres sont classiques et connus depuis le début de l'industrie pétrolière, parmi ces derniers, on notera la redevance sur la production (Chapitre 2). En outre, les travaux techniques relatifs à l'extraction de certains substances d'hydrocarbures nécessitent l'utilisation du domaine public hydraulique, cette utilisation est assujettie au paiement d'une redevance spécifique (chapitre 3). Enfin, certaines taxes marginales sont prévues dans cette exploitation tel est le cas pour l'impôt foncier (chapitre 4).

CHAPITRE 1

LA TAXE SUPERFICIAIRE

Elle est appelée aussi les loyers superficiaires, elle s'apparente à une redevance domaniale, un loyer du domaine, son imposition est très généralisée et s'observe donc dans un très grand nombre de pays. Son emploi résulte du système appliqué aux Etats Unis pour les terres privées, puisque le propriétaire recevait un loyer annuel pour la location des droits attachés au "*Minéral Interest*"². De nombreux pays, dont la France, n'imposent pas de loyers superficiaires pendant la durée de recherche, il s'agit d'un allègement fiscal destiné à encourager l'implantation des sociétés pétrolières. En Algérie, la taxe superficielle est une nouvelle formule dans la fiscalité pétrolière dans la mesure où elle n'existait ni aux termes de la loi n° 86/14, ni aux termes des textes

¹STEPHANE ESSAGA in" *Le bonus en fiscalité pétrolière*", [www.afritaxes.com/lettres docs/38.pdf](http://www.afritaxes.com/lettres_docs/38.pdf).P5. Voir dans ce sens l'arrêt n° 10/7 SSR du Conseil d'Etat Français du 28 juillet 1999 qui a reconnu que la redevance pour occupation du domaine public ne présente pas le caractère d'imposition.

² R.BRASSEUR in :"*Législation et fiscalité internationale des hydrocarbures*" édition TECHNIP PARIS 1975. P 159.

législatifs antérieurs, elle est introduite par l'article 84 de la loi n° 05/07 relative aux hydrocarbures. Elle est perçue à l'occasion de l'utilisation d'une propriété publique. En vertu de la constitution Algérienne³, cette propriété publique qui comprend les sources naturelles d'énergie est un bien de la collectivité nationale. De ce fait, toute utilisation de ce domaine public est assujettie au paiement d'une taxe. Ainsi, en vertu de la loi 90/30 portant loi domaniale, les sources naturelles du sous sol qui contiennent le pétrole et le gaz sont considérés comme une partie du domaine public naturel¹. La taxe superficielle est imposée lors de la phase de recherche ainsi que dans la phase d'exploitation, cependant la superficie de la concession s'avérant beaucoup plus faible que la superficie d'un permis de recherche, le montant par unité de surface est alors nettement plus élevée dans la phase d'exploitation que dans la phase d'exploration². C'est ce qui a été prévu à l'article 84 de la loi n° 05/07, dans ce même contexte, des taux plus élevés sont nettement prévus pour d'autres périodes telles que la période de rétention, et d'extension exceptionnelle, afin d'inciter le contractant à investir et à rendre rapidement le maximum de superficies.

La taxe superficielle est déterminée en dehors de toute notion de bénéficiaire, elle diffère d'un pays à l'autre et généralement dans le même pays, elle peut être appliquée à taux différents, suivant la taille du gisement, la difficulté liée à l'exploitation ou une situation particulière. Dans le cas où les taux de redevances sont élevés, les chances d'abandonner de façon prématurée les puits en production par la compagnie pétrolière sont grandes, c'est pourquoi pour contrer plus généralement l'impact d'un taux fixe de cette taxe, certains pays ont introduit des taux progressifs qui s'ajustent à la hausse lorsque la production augmente et à la baisse dans le cas contraire³.

Section 1 : Le champ d'application de la taxe superficielle.

Pour connaître le champ d'application on doit présenter les opérations imposables et leurs dates d'exigibilité (sous section 1). En outre, certaines informations doivent être présentées préalablement à l'opération de calcul (sous section 2).

³ Constitution du 28 novembre 1996 modifiée par la loi n° 08-19 du 15 novembre 2008. JO n° 63 du 16 novembre 2008.

¹ Art. 14 de la loi 90-30 portant loi domaniale modifiée et complétée par la loi n°08-14 du 20 juillet 2008. JO n° 44 du 03 août 2008.

² BABUSIAUX in : « Recherche et production du pétrole et du gaz, réserves coûts contrats », ouvrage précité, p.206.

³ A.L.DIKOUNE in : « La fiscalité pétrolière des Etats membres de la CEMAC », ouvrage précité, p. 164

Sous Section 1 : Les opérations imposables et la date de leur exigibilité.

A- Les opérations imposables

La taxe superficielle est exigible dans la phase de recherche et dans celle de l'exploitation dans la plupart de législations des pays pétroliers, la spécificité dans la législation Algérienne est que la période de recherche peut être prolongée par une période de rétention et/ou d'extension exceptionnelle, dans la période de recherche qui vise l'ensemble des activités de prospection ainsi que les forages visant à mettre en évidence les gisements d'hydrocarbures, la taxe superficielle est due selon les zones où se trouvent le ou les gisements¹, et selon la période de recherche pouvant aller d'un an jusqu'à sept ans, le montant de cette taxe dans la période de recherche est entre 4000 DA et 16000 DA.

La période d'exploitation², qui couvre une durée plus longue que celle de la recherche, est assujettie à un montant progressif et plus élevé que celui de la période de recherche, car le ou les gisements dans la période d'exploitation sont déjà déclarés commercialement exploitable contrairement aux activités de recherche.

La troisième période est la caractéristique identique à la législation Algérienne, c'est la période d'extension exceptionnelle prévue à l'article 37 de la loi n° 05/07 et la période de rétention prévue à l'article 42, le montant des taxes prévu dans cette phase est entre 400 000 DA et 800 000 DA, on remarque que ces taxes sont considérables pour une période d'extension exceptionnelle de six mois seulement, la volonté de législateur d'imposer un montant aussi important dans cette phase de recherche est de booster l'opérateur à rendre rapidement les périmètres, et le pousser à mettre en valeur le ou les gisements d'hydrocarbures liquides ou gazeux. Donc on peut affirmer que cette taxe ne peut constituer, qu'un petit moyen pour inciter le contractant à investir et à rendre rapidement le maximum des superficies, ainsi que les surfaces jugés par lui non ou peu intéressantes³.

B- La date d'exigibilité

¹ À savoir la zone : A B C D

² La période d'exploitation comprend les travaux permettant l'extraction et le traitement des hydrocarbures, pour les rendre conformes aux spécifications de transport par canalisation et de commercialisation.

³ A.L.DIKOUNE in : " *La fiscalité pétrolière des Etats membres de la CEMAC*", ouvrage précité, p. 170

Elle est due dès l'entrée en vigueur du contrat de recherche et d'exploitation ou du contrat d'exploitation des hydrocarbures conclus avec l'agence ALNAFT et à chaque date d'anniversaire de cette année en vigueur, la date d'entrée en vigueur du contrat correspond à la date de publication au journal officiel, du décret présidentiel portant approbation dudit contrat par les autorités compétentes, la première date d'exigibilité est la date d'entrée en vigueur du contrat, les dates d'exigibilités suivantes correspondent aux dates d'anniversaire.

Sous Section 2 : Les informations préalables à l'opération de calcul

Avant de calculer cette taxe, des informations spécifiques (B) doivent être fournies pour chaque périmètre, qui sont: les caractéristiques générales du périmètre, la superficie en Km² à la date d'exigibilité, la déclaration de commercialité, la date d'abandon ou de restitution. En outre, d'autres informations qui sont générales (A), doivent aussi être fournies, tels que: le taux de change moyen mensuel et le tableau des montants unitaires indexés.

A- Les informations générales:

1- Le taux de change moyen mensuel: ce taux est calculé sur la base d'une moyenne arithmétique mensuelle des taux de change journaliers à la vente du Dollars Américain par rapport au Dinar Algérien publié par la banque d'Algérie, le taux de change utilisé pour le calcul de la taxe superficielle est celui du mois précédent le paiement.

2- Dernier tableau des montants unitaires indexés:

Ce tableau notifié par ALNAFT, représente le tableau des valeurs de base figurant dans l'article 84 de la loi 05/07, indexés chaque année sur la base de l'indice annuel Américain (Consumer Price Index)¹.

B- Les informations spécifiques :

1- Caractéristiques générales du périmètre:

Ces caractéristiques restent inchangées et servent à identifier le périmètre :

Dénomination du périmètre Nom du contrat, superficie initiale du périmètre, date d'entrée en vigueur du contrat (date de publication au JO du décret d'approbation du contrat conformément à l'article 30 de la loi 05-07).

¹ Cet indice annuel américain CPI est publié par « US Bureau of Labor Statistics », le CPI de référence figure dans la série « All Urban Consumers, for all items, not seasonally and indexed to the 1982-1984 average » www.bls.gov ».

2- Superficie en km² à la date d'exigibilité

La superficie en km² est la superficie utilisée entre la date d'exigibilité actuelle et la date d'exigibilité antérieure arrondie au kilomètre supérieur. Il est entendu par date d'exigibilité la date à laquelle l'utilisation du périmètre est considérée comme ayant eu lieu pour une période d'une année.

La première date d'exigibilité correspond à la date d'entrée en vigueur du contrat. Ensuite, la date d'exigibilité correspond à la date d'anniversaire de la date d'entrée en vigueur du contrat.

Cette superficie est à situer par zone en cas de chevauchement du périmètre sur plusieurs zones et par périodes définies par la loi 05/07 (Article 84):

Période de Recherche, Rétention, Exceptionnelle, Exploitation

La période est déterminée en fonction de l'âge du périmètre calculé comme la différence entre la date d'entrée en vigueur et la date d'exigibilité actuelle. Si l'âge est inférieur à 7 ans le périmètre est en période de recherche et doit être situé au niveau des sous périodes de recherche suivantes :

- 1 à 3 ans inclus - 4 à 5 ans - 6 à 7 ans

Lors du passage, d'une sous période à l'autre, le périmètre contractuel à l'exclusion de périmètres d'exploitation ou de périmètres ayant fait l'objet de l'application de l'article 42, est réduit de 30%, le périmètre restant à l'exclusion de périmètre d'exploitation ou de périmètres ayant fait l'objet de l'article 42 est également réduit de 30%¹.

Notons qu'en cas d'une découverte en période de recherche (avant l'expiration des 7 années) le périmètre peut être en période d'exploitation sur une partie de la superficie et en période de recherche sur l'autre partie.

En période de rétention²: cette période ne peut connaître comme issue qu'une déclaration de commercialité ou une restitution de la portion concernée du périmètre.

¹ Article 38 de la loi n° 05/07 modifiée et complétée.

² Cette dernière partie peut à son tour, en totalité ou sur une portion, à l'issue de la période de recherche, être : Dans le cas où le contractant découvre un ou plusieurs gisements pour lesquels il ne peut présenter la déclaration de commercialité de gisement, pour des raisons prévues par l'article 42 de la loi 05/07, il peut notifier à ALNAFT sa décision de garder une surface couvrant le ou les gisements pour une période de rétention : 3 ans pour les gisement de pétrole et gaz humide, 5 ans pour les gisement de pétrole et de gaz sec « Art. 42 de la loi 05/07 ».

En période exceptionnelle³ : cette période ne peut connaître comme issue qu'une découverte et une restitution de la superficie restante en dehors de la superficie délimitant le ou les gisements découverts, ou un abandon de toute la portion concernée du périmètre.

3-Date de notification de déclaration de commercialité

Cette notification de déclaration de commercialité (loi 05/07 Article 47) marque le début de la période d'exploitation (au sens de la taxe superficière).

Cette information est requise lorsque pour une partie du périmètre il y a :

- a- Découverte et notification de déclaration de commercialité entre la date d'exigibilité antérieure et la date d'exigibilité actuelle et avant la fin de la 7^{ème} année, le périmètre étant en période de recherche ;
- b- Découverte et notification de déclaration de commercialité entre la date d'exigibilité antérieure et la fin de la période de 6 mois à compter de cette date d'exigibilité antérieure (le périmètre a été mis en période exceptionnelle à la date d'exigibilité antérieure ; qui correspond dans ce cas à la fin de la 7^{ème} année).
- c- Notification de déclaration de commercialité entre la date d'exigibilité antérieure et la date d'exigibilité actuelle, le périmètre étant en période de rétention¹.

4-Date d'abandon ou de restitution

A l'issue de la 7^{ème} année, le contrat de recherche arrive à son terme. A cette situation deux cas peuvent se présenter, le premier est relatif à la non découverte d'une portion du périmètre. Le second est plutôt relatif au cas de découverte sans notification de déclaration de commercialité et sans mise en période de rétention de la superficie délimitant le ou les gisements découverts. Dans ce cas, à la date d'exigibilité, le périmètre était en période de recherche durant la 7^{ème} année ; la prochaine date d'anniversaire de la date d'entrée en vigueur du contrat n'est plus considérée comme date d'exigibilité si aucune portion du périmètre n'a été mise en période de rétention ou exceptionnelle (aucune utilisation du périmètre n'ayant eu lieu durant la 8^{ème} année).

Dans le cas où le périmètre (ou une portion du périmètre) est :

³ Le contractant peut bénéficier d'une période d'extension exceptionnelle de la période de recherche d'une durée maximale de six mois pour lui permettre d'achever le forage et/ou l'évaluation d'un puits de recherche qui aura été initié au cours des trois derniers mois avant l'expiration de la période de recherche (Art.37 de la loi 05/07).

¹ Procédure fiscale établie par la SONATRACH : « Direction Coordination Groupe Finance » DCG.P 9.

a- En période exceptionnelle, un abandon du périmètre (ou la portion concernée) peut intervenir entre la date d'exigibilité antérieure (qui correspond dans ce cas à la fin de la 7^{ème} année) et la fin de la période exceptionnelle (6 mois après la date d'exigibilité antérieure).

b- En période de rétention, la restitution de la portion du périmètre concernée peut avoir lieu entre la date d'exigibilité antérieure et la date d'exigibilité actuelle. Dans ces deux derniers cas, la date d'abandon ou la date de restitution sont des informations nécessaires au calcul de la taxe superficielle.

Si le périmètre était en période d'exploitation à la date d'exigibilité antérieure, seule les informations suivantes sont requises pour le calcul de la taxe superficielle à la date d'exigibilité actuelle :¹ les caractéristiques générales, la superficie en Km² par zone, la date d'exigibilité. Toutes ces informations sont transmises au plus tard le sixième jour ouvrable qui suit la date d'exigibilité par :

1- Division exploration Direction Data management Activité Amont pour ce qui est des contrats de recherche (périmètres SONATRACH seule ou en association en période de recherche de rétention ou exceptionnelle). « Voir canevas, tableau n°1 »

2-Division PED Activité Amont pour ce qui est des contrats d'exploitation (périmètres SONATRACH seule ou en association en période d'exploitation). Pour la première Division le canevas est comme suit : ² « Voir canevas, tableau n°2 »

¹ Procédure fiscale SONATRACH précitée p.10.

² Ce canevas est un modèle élaboré par la SONATRACH DCG/FIN, en vue de calcul et de paiement de la taxe superficielle.

Tableau n°1 :

Activité Amont
 Division Exploration
 Direction Data Management

**CANEVAS POUR LE CALCUL DE LA TAXE SUPERFICIAIRE
 PERIMETRES DE RECHERCHE**

Dénomination du périmètre.....
 Nom du contrat
 Superficie initiale du périmètre
 Date d'entrée en vigueur du contrat....
 Date d'exigibilité actuelle
 Sous période de recherche

Période	Superficie en Km 2	Date de déclaration de commercialité	Date d'abandon ou de restitution
Recherche			
Découverte			
Exceptionnelle			
Découverte			
Rétention			

Pour la Division PED le canevas est le suivant ¹:

Tableau n°2 :

Activité Amont Division PED											
CANEVAS POUR LE CALCUL DE LA TAXE SUPERFICIAIRE PERIMETRES EN EXPLOITATION											
Dénomination du périmètre Nom du contrat Superficie initiale du périmètre Date d'entrée en vigueur du contrat Date d'exigibilité											
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 50%;">Zone</th> <th style="width: 50%;">Superficie en Km 2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">Zone A</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Zone B</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Zone C</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Zone D</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Zone	Superficie en Km 2	Zone A		Zone B		Zone C		Zone D		
Zone	Superficie en Km 2										
Zone A											
Zone B											
Zone C											
Zone D											

Section 2 : Les modalités de calcul et de recouvrement de la taxe superficielle

Le montant de cette taxe est définie par l'article 84 de la loi n° 05/07 relative aux hydrocarbures, selon les zones où se trouve le ou les gisements et selon la période de recherche et d'exploitation et la période de rétention et l'extension exceptionnelle, en effet l'article 84/2 de la loi 05/07 stipule que le montant en DA de la taxe superficielle par Kilomètre carré (km²) est fixé comme suit :

ANNEE ZONE	PERIODE DE RECHERCHE			PERIODE DE RETENTION+ PERIODE EXCEPTIONNELLE	PERIODE D'EXPLOITATION
	1 à 3 inclus	4 et 5	6 et 7		

¹ Modèle d'imprimé élaboré par la DCG/FIN SONATRACH.

Zone A	4000	6000	8000	400 000	16 000
Zone B	4800	8000	12000	560 000	24 000
Zone C	6000	10000	14000	720 000	28 000
Zone D	8000	12000	16000	800 000	32 000

L'indexation est appliquée le 1^{er} janvier de chaque année aux montants unitaires, l'indexation des montants unitaires est opérée par l'agence ALNAFT, sur la base de l'indice annuel Américain, le « Consumer Price Index » CPI, conformément aux dispositions contractuelles, l'agence ALNAFT notifie au début de chaque année à l'opérateur et dès la publication de l'indice annuel Américain « *consumer price index* » CPI, le tableau des montants unitaires indexés devant être appliqués pour le calcul de la taxe exigible au cours de ladite année, la superficie à prendre en compte pour le calcul de cette taxe, comprend pour la première date d'exigibilité : la superficie du périmètre telle que mentionnée dans le contrat. Pour les dates d'exigibilités suivantes, on prend en compte la superficie ayant servi pendant une année, entre la date d'exigibilité actuelle et la date d'exigibilité antérieure¹. Cependant, il peut y avoir un chevauchement de la superficie du périmètre sur plusieurs zones : dans ce cas, la superficie doit être scindée par zone (A,B,C,D) pour le besoin de calcul de la taxe. La taxe due au titre dudit périmètre est égale à la somme de chaque partie de périmètre, situé dans chaque zone multipliée par le montant unitaire indexé applicable à la zone concernée.

Il faut tenir compte aussi dans le calcul de cette taxe, le cas du rendu de surface. En effet, lors du passage d'une phase à l'autre dans la période de recherche, la superficie du périmètre de recherche est réduite de 30%, et il est tenu compte de cette réduction à la date d'exigibilité suivant la date du rendu de surface.

Pour les contrats de recherche, il faut sélectionner les montants unitaires pour :

- la période de recherche en fonction du numéro de la sous période de recherche renseigné au niveau du canevas. Si ce champ n'est pas renseigné, cela veut dire qu'aucune des portions du périmètre n'est en période de recherche ; dans ce cas, la superficie en Km² à la date d'exigibilité pour la période de recherche doit être nulle.
- La période exceptionnelle si la superficie en Km² renseignée n'est pas nulle.
- La période de rétention si la superficie en Km² renseignée n'est pas nulle.

¹ Procédure fiscale SONATRACH, précitée, p. 13.

La période d'exploitation si l'une des superficies en Km² renseignée n'est pas nulle et /ou le champ correspondant à la date de notification de déclaration de commercialité est renseigné (la superficie retenue étant déclarée commerciale).

Ceci veut dire qu'à partir de la date de notification de la déclaration de commercialité, la superficie délimitant le ou les gisements découverts est considérée en période d'exploitation.

Pour les contrats d'exploitation: il y a lieu de sélectionner les montants unitaires correspondant à la période d'exploitation.

L'actualisation au taux de change consistera ensuite à diviser chaque montant unitaire ainsi sélectionné par le taux de change de base de 80 et le multiplier par le taux de change mensuel moyen du mois précédant le paiement communiqué par la Direction Coordination Groupe /Finances (DCG/Finances) ¹.

Sous Section 1 : La Détermination de la taxe superficielle totale à payer

La taxe superficielle totale à payer sera la somme de toutes les taxes obtenues pour les différentes superficies et zones. Notons que le premier paiement intervient immédiatement après la signature du contrat ; dans ce cas, la première date d'exigibilité est égale à la date d'entrée en vigueur du contrat.

Pour les contrats d'exploitation, cette formule s'applique de manière directe.

Pour les contrats de recherche, le périmètre peut passer d'une période de recherche, de rétention ou d'extension exceptionnelle à une période d'exploitation (notification de déclaration de commercialité) ou à une cessation d'activité (abandon ou restitution).

En règle générale, si ce passage d'une période à autre a lieu entre la date d'exigibilité antérieure et la date d'exigibilité actuelle, c'est-à-dire que le périmètre a été utilisé pour une durée de moins d'une année sous une période, la taxe superficielle est calculée au prorata temporis en nombre de jours, 365J/année ordinaire, ou 366J/ année bissextile.

Les modalités de calcul de cette taxe pour chacune des périodes se basent sur le canevas d'informations à transmettre par Division Exploration Direction Data management Activité Amont.

A-Période de recherche :

Dans cette période deux cas peuvent se présenter :

¹ Procédure fiscale établie par la DCG/FIN SONATRACH 2007.

1- Lorsque la superficie dans la partie découverte n'est pas renseignée, ceci veut dire qu'il n'y a pas eu découverte durant l'année (la superficie à la date d'exigibilité antérieure et la superficie à la date d'exigibilité actuelle sont, dans ce cas, égales).

La taxe superficielle est calculée en multipliant la superficie période de recherche à la date d'exigibilité actuelle par le montant unitaire indexé et actualisé période de recherche.

2- Lorsque la superficie dans la partie découverte est renseignée, ceci veut dire qu'il y a eu découverte et/ou notification de déclaration de commercialité entre la date d'exigibilité antérieure et la date d'exigibilité actuelle. La taxe superficielle est calculée dans ce cas en 3 étapes :

- Sur tout le périmètre sur la base du montant unitaire indexé et actualisé période de recherche depuis la date d'exigibilité antérieure jusqu'à la date de notification de déclaration de commercialité. La superficie de tout le périmètre est dans ce cas la superficie à la date d'exigibilité antérieure.

- Sur la superficie délimitant le ou les gisements découverts sur la base du montant unitaire indexé et actualisé période d'exploitation depuis la date de notification de déclaration de commercialité jusqu'à la date d'exigibilité actuelle.

- Sur la superficie à la date d'exigibilité actuelle sur la base du montant unitaire indexé et actualisé période de recherche depuis la date de notification de déclaration de commercialité jusqu'à la date d'exigibilité actuelle¹.

B-Période exceptionnelle :

Dans cette période deux cas également peuvent se présenter :

1- Lorsque la superficie dans la partie découverte n'est pas renseignée, ceci veut dire qu'il n'y a pas eu découverte durant les 6 mois de la période exceptionnelle ; dans ce cas, la date d'abandon doit être renseignée. Si cette date n'est pas renseignée, il y a lieu de prendre 6 mois après la date d'exigibilité antérieure comme date d'abandon.

La taxe superficielle est calculée en multipliant la superficie période exceptionnelle par le montant unitaire indexé et actualisé période exceptionnelle depuis la date d'exigibilité antérieure jusqu'à la date d'abandon.

¹ Procédure fiscale précitée, p. 13.

2- Lorsque la superficie dans la partie découverte est renseignée, ceci veut dire qu'il y a eu découverte et notification de déclaration de commercialité entre la date d'exigibilité antérieure et la fin de la période exceptionnelle. La taxe superficielle est calculée, dans ce cas, en 2 étapes :

-Sur la superficie délimitant le ou les gisements découverts sur la base du montant unitaire indexé et actualisé période d'exploitation depuis la date de notification de déclaration de commercialité jusqu'à la date d'exigibilité actuelle.

-Sur la superficie en période exceptionnelle sur la base du montant unitaire indexé et actualisé période exceptionnelle depuis la date d'exigibilité antérieure jusqu'à la date de notification de déclaration de commercialité.

Notons que la différence entre les deux superficies est, dans ce cas, restituée.

C- Période de rétention :

Dans cette période, trois cas peuvent se présenter ¹:

1- Lorsque aucune date n'est renseignée (ni la date de notification de déclaration de commercialité ni la date de restitution) : ceci veut dire que la superficie concernée est toujours en période de rétention (même si la date d'exigibilité actuelle coïncide avec la fin de la période de rétention) et, par conséquent, la taxe superficielle est calculée en multipliant la superficie en période de rétention par le montant unitaire indexé et actualisé période de rétention.

2- Lorsque la date de restitution est renseignée, ceci veut dire que la superficie concernée est en période de rétention jusqu'à cette date, et par conséquent, la taxe superficielle est calculée en multipliant la superficie en période de rétention par le montant unitaire indexé et actualisé période de rétention depuis la date d'exigibilité antérieure jusqu'à la date de restitution de la superficie.

3- Lorsque la date de notification de commercialité est renseignée ceci veut dire qu'il y a eu notification de déclaration de commercialité entre la date d'exigibilité antérieure et la date d'exigibilité actuelle.

La taxe superficielle est calculée dans ce cas en 2 étapes :

-Sur la superficie en période de rétention sur la base du montant unitaire indexé et actualisé période de rétention depuis la date d'exigibilité antérieure jusqu'à la date de notification de déclaration de commercialité.

¹ Procédure fiscale établie par la DCG/FIN SONATRACH. 2007, p. 16.

-Sur la superficie en période de rétention sur la base du montant unitaire indexé et actualisé période d'exploitation depuis la date de notification de déclaration de commercialité jusqu'à la date d'exigibilité actuelle.

On remarque que le calcul de la taxe superficiare est très technique il prend en considération l'intégralité des zones où se trouve le périmètre ainsi qu'il prend en considération la période dont se trouve le ou les des périmètres et les opérateurs respectifs.

Sous section 2 : Le recouvrement de la taxe superficiare

Les structures chargées de la déclaration et du paiement de la taxe superficiare sont: l'activité Amont Division exploration direction finances: pour les contrats de recherche périmètres SONATRACH seule ou en association.

L'activité Amont division association direction finances pour les contrats d'exploitation, périmètres SONATRACH seule ou en association.

Pour le paiement de cette taxe, ces structures vont recevoir des informations de la part de certaines structures qui varient en fonction du type de contrat et de l'opérateur qui en assure l'exploitation.

1- pour les contrats de recherche explorés par SONATRACH seule ou en association, la Division exploration direction data management, doit transmettre à l'activité Amont Division exploration direction finances au plus tard le sixième jour ouvrable qui suit la date d'exigibilité un canevas d'information ¹.

2- pour les contrats d'exploitation SONATRACH seule, la division Petroleum Engineering & Development (PED), activité Amont, doit transmettre dans les mêmes délais à l'activité Amont Division production direction finances, le canevas d'information pour les périmètres en exploitation.

S'il s'agit des périmètres exploités par SONATRACH en association, c'est la même structure émettrice, et dans les mêmes délais, mais cette fois à la division Association direction Finances.

-Le dossier de déclaration :

Il est composé des documents suivants: lettre d'accompagnement, le tableau de déclaration contenant tous les éléments relatifs au calcul et au paiement de la taxe superficiare.

¹ Voir supra étude relative aux modalités de calcul de la taxe superficiare section 1, sous section 1.

Pour les périmètres de recherche, le tableau de déclaration comprend deux éléments, le premier est relatif à la désignation de l'opérateur¹. Tandis que le second est plutôt relatif à la désignation du périmètre².

Ce tableau doit indiquer aussi la situation du périmètre à la date d'exigibilité, la superficie en Km² des zones A B C et D en période de recherche à la date d'exigibilité antérieure et à la date d'exigibilité actuelle. S'il y'a découverte avant la date d'expiration de la période de recherche, le tableau doit mentionner la date de déclaration de commercialité, ainsi que les superficies des zones A B C D découvertes entre la date d'exigibilité antérieure et actuelle.

Conformément aux dispositions de l'article 37 de la loi n° 05/07, si l'opérateur a bénéficié d'une période exceptionnelle, le tableau doit mentionner la superficie mise en période exceptionnelle à la date d'exigibilité antérieure³, il est à noter que s'il y a abandon de cette superficie avant la date d'expiration de la période exceptionnelle, cet abandon doit être notifié.

Le tableau doit mentionner aussi, la superficie découverte mise en période de rétention conformément à l'article 42 de la loi n° 05/07, et la date de déclaration de commercialité, si cette superficie a été restituée avant la fin de la période de rétention⁴, le tableau doit mentionner la date de cette restitution ainsi que le récapitulatif des éléments de taxation. Dans ce récapitulatif, doit être mentionné, pour la période de recherche et/ou d'extension exceptionnelle et/ou de rétention : la superficie en Km² de chaque zone A B C D, et le montant unitaire indexé et actualisé et le montant de la taxe y afférent.

Dans le cas où il y a découverte de ou des gisements dans la période de recherche ou exceptionnelle, les superficies délimitant le ou les gisements découverts doivent être mentionnées, ainsi que les superficies découvertes ayant fait l'objet de déclaration de commercialité en période de rétention.

¹ La désignation du périmètre contient les informations suivantes: la raison sociale, le matricule fiscal, l'article d'imposition et la structure chargée du paiement.

² La désignation du périmètre comprend : la dénomination du périmètre, la superficie initiale, l'intitulé du contrat, et la sous période de recherche en cas où le périmètre ou une portion de ce dernier est encore en période de recherche.

³ À la date d'exigibilité actuelle, il n'y a pas de superficie en période exceptionnelle, puisque cette dernière prend fin avant la date d'extension exceptionnelle, étant donné que la période exceptionnelle est de six mois au maximum conformément à l'article 37 de la loi n° 05/07 modifiée et complétée.

⁴ La période de rétention est de trois ans pour le ou les gisements de pétrole ou de gaz humide, et de cinq ans pour les gisements de gaz sec.

Le montant total de la taxe superficière de la période de recherche est le corollaire de tous les montants de la période de recherche, le cas échéant de la période d'extension exceptionnelle et celle de rétention.

-Pour les périmètres en exploitation : le tableau comprend les mêmes composants que celles relatives au périmètre de recherche déjà évoqué, sauf pour les éléments de taxation on trouve que les superficies en km² des zones d'exploitation A B C D, leur montant indexé et actualisé et le montant de la taxe correspondant à chaque zone, et par conséquent le total de la taxe superficière de la période d'exploitation est le résultat des montants de toutes les superficies découvertes.

Enfin, il faut noter qu'en vertu de la loi n°13/01 modifiant et complétant la loi 05/07 relative aux hydrocarbures, l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels sont soumises à une taxe superficière calculée sur les montants prévus pour la zone A¹, même si le périmètre se trouve dans des zones autres que la zone A. Le législateur Algérien voulait par cette disposition inciter les contractants à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels, notamment l'exploitation du gaz de schiste qui nécessite des fonds considérables.

Cas pratique relatif au calcul de la taxe superficière

Un contrat de recherche/exploitation approuvé par décret présidentiel le 07/07/2007, le contrat couvre un périmètre d'une superficie de 750 Km² réparti en 500 Km² en zone c et 250 Km² en zone D

Première date d'exigibilité: 07/07/2007

Les superficies à prendre en compte pour l'opération de calcul sont: zone C 500 Km², Zone D 250 Km².

Les montants unitaires indexés et notifiés par l'agence ALNAFT pour l'année 2007 sont les suivants ²:

¹ « ...pour les besoins du calcul de la taxe superficière 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... », Article 84/4 de la loi 05/07 modifiée et complétée par la loi n°13/01 du 20/02/2013 relative aux hydrocarbures, JO n° 11 du 24/02/2013.

² Ce tableau notifié par **ALNAFT**, représente le tableau des valeurs de base figurant dans la loi 05/07 (Article 84) indexés chaque année sur la base du dernier CPI (Consumer Price Index).

Tableau n°3 :

Zones périodes	Recherche 1 à 3 inclus	Recherche 4 et 5 inclus	Recherche 6 et 7 inclus	p/ rétention p/ exceptionnelle	Exploitation
Zone A	4 269	6 404	8 538	426.880	17 076
Zone B	5 123	8 538	12 807	597.632	25 613
Zone C	6 404	10 672	14 941	768.384	29 882
Zone D	8 538	12 807	17 076	853.760	34 151

-Détermination du montant de la taxe :

Zone C 500 X 6 404 = 3 202 000 000.00 DA
Zone D 250 X 8 538 = 2 134 500 000.00 DA } Total : 5 336 500 000.00 DA

Le coefficient du T.C.M du juillet 2007 est 72.5016 (hypothèse)

Le coefficient d'actualisation = $72.5016 / 80 = 0,9063$

Pour la zone C $3\,202\,000 \times 0,9063 = 2\,901\,973$

Pour la zone D $2\,134\,500 \times 0,9063 = 1\,934\,497$

Le montant total de la taxe superficiare à payer avant le 07/08/2007 (30^{ème} jour après la date d'exigibilité) est de : 4 836 470 DA.

Pour le calcul de la taxe superficiare exigible au titre des années 2008, 2009, 2010 la superficie à prendre en considération demeure inchangée : 500 Km2 en zone C et 250 Km2 en zone D. Comme on doit compte des montants unitaires indexés, notifiés par ALNAFT pour lesdites années, et des taux de change moyen du mois précédant le paiement.

Il est à noter que le passage de la première phase à la deuxième phase de la période de recherche apparaît à cette échéance à travers le rendu de surface de 30%. Dans notre cas d'étude, on va aborder le calcul de cette taxe à la cinquième date d'exigibilité qui est le 07/07/2011.

Les montants unitaires indexés et notifiés par ALNAFT pour l'année 2011, qui concernent la deuxième sous période de 4 à 5 sont pour la zone C: 10 772, et pour la zone D: 12 926

-Détermination du montant de la taxe

Zone C : $500 \times 10\,772 = 5\,386\,000.00$

Zone D : $175 \times 12\,926 = 2\,262\,050.00$

Le coefficient T.C.M : $80.3116 / 80 = 1,0039$

Le montant à payer pour la zone C : $5\,386\,000 \times 1,0039 = 5\,407.005$ et pour la zone D : $2\,262\,050.00 \times 1,0039 = 2\,270\,872$

Le montant total de la taxe superficielle à payer avant le 07/08/2011 (30^{ème} jour après la date d'exigibilité) est de : 7 677.877 DA

La 6^{ème} date d'exigibilité 7/07/2012 : durant la période de recherche, il y a eu découverte et déclaration de commercialité en date du 1/3/2012 en zone C. Ainsi, le périmètre est en période de recherche sur une partie et en période d'exploitation sur une autre, ainsi la détermination du montant de la taxe s'effectue sur la base des superficies ci-après :

Superficie couvrant le gisement découvert en zone C : 200 Km² ;

Superficie en période de recherche en zone C : 300 Km² ;

Superficie en période de recherche en zone D : 175 Km².

-Les montants unitaires indexés et notifiés par ALNAFT pour l'année 2012 :

Période de recherche : 4 à 5 inclus, zone c : 11 018 zone D 13 222 ;

Période d'exploitation zone C : 30 848.

Détermination du montant de la taxe : dans ce passage, on va recourir au *prorata temporis* pour la zone C, puisqu'il y a eu une déclaration de commercialité en zone C et notification du plan de développement par l'agence ALNAFT le 1/03/2012, il s'en suit que la superficie de la zone C se répartit en :

Période de recherche du 7/7/2011 au 29/2/2012

Période d'exploitation du 1/3/2012 au 6/7/2012

Calcul de la taxe superficielle dans la zone C

Période de recherche :

$$500 \times 11\,018 \times (238/366 \text{ J})^1 = 3\,582\,355.19$$

$$300 \times 11\,018 \times (128/366 \text{ J})^2 = 1\,155\,986.89$$

Période d'exploitation :

$$200 \times 30\,848 \times (128/366 \text{ J}) = 2\,157\,674.32.$$

Concernant la zone D la totalité de cette dernière est en période de recherche entre la date d'exigibilité antérieure (7/7/2011) et la date d'exigibilité actuelle (7/7/2012) :

$$175 \times 13\,222 = 2\,313\,850.00 \text{ DA.}$$

Il résulte de l'étude de la taxe superficielle que le législateur voulait diversifier les rentrées de l'Etat en imposant cette taxe pour les travaux de recherche et/ou

¹ L'année 2012 est une année bissextile, on devra pour le calcul au prorata temporis diviser le nombre des jours du 7/7/2011 au 29/2/2012, ça nous donne 238 jours.

² Le chiffre 128 est le résultat de la différence entre la date de notification de commercialité (1/3/2012) et la date d'exigibilité actuelle fin de la deuxième sous période de recherche (7/7/2012).

d'exploitation des hydrocarbures. On remarque aussi que cette taxe accompagne l'opérateur dès la mise en vigueur du contrat de recherche et/ou d'exploitation jusqu'à la dernière année d'exploitation. De ce fait, elle représente une pression fiscale significative supportée par l'opérateur, sans oublier le risque exploratoire dans la période de recherche.

En outre, le montant de cette taxe dans la période d'extension exceptionnelle et celle de rétention est très élevé puisqu'il peut atteindre 800 000 Da dans la zone D, même si la volonté du législateur par l'application de ces taux élevés, est de booster l'opérateur à rendre rapidement les périmètres. Et par conséquent, on considère que cette taxation excessive pourra être l'une des causes qui entravent le principe d'attractivité fiscale dans les activités de l'amont pétrolier.

Dans la période d'exploitation, en plus des impôts et taxes prévus durant cette période, que l'opérateur est tenu de les payer au trésor public, il devra aussi payer une taxe superficielle pour la période d'exploitation, d'autant plus que la taxe superficielle n'est pas déductible pour le calcul de l'impôt complémentaire sur le résultat¹.

Dès qu'il réussit à extraire les quantités de pétrole et/ou de gaz, le contractant sera tenu de verser au trésor public une redevance mensuelle calculée en fonction de la production journalière, le calcul et le recouvrement de cette redevance revêtent une spécificité.

CHAPITRE 2

LA REDEVANCE SUR LA PRODUCTION

Cette redevance sur la production appelée *royalty* est un prélèvement classique qui existait dès le début de l'exploitation des hydrocarbures. Pour mieux comprendre le processus de calcul de ce type de prélèvement (section 2), il est nécessaire de traiter l'évolution historique de la redevance (section 1). La technicité du calcul de cette redevance nous impose à connaître des informations utiles pour l'opération de calcul (section 3). En outre, le recouvrement de cette redevance revêt une spécificité du fait qu'elle doit être payée à l'agence ALNAFT (section 4).

¹ Article 03 du Décret exécutif n° 07-131 du 7 mai 2007 fixant les modalités de calcul de l'impôt complémentaire sur le résultat ICR.

Section 1 : L'évolution historique de la redevance

Elle est appelée encore royalties ou bonus de production, elle est le plus ancien des prélèvements fiscaux dans la recherche et l'exploitation de pétrole, elle trouve son origine aux Etats-Unis où la propriété du sous sol suit la propriété du sol, elle correspond en quelque sorte à une indemnité compensatrice pour destruction du patrimoine du fait de l'exploitation qui conduit progressivement à l'épuisement des réserves disponibles. La *Royalty* n'est pas liée au bénéfice, elle est perçue même en cas de perte d'exploitation. Il convient de rappeler que la qualification de ce type de prélèvement est toutefois subordonnée à l'existence d'une contrepartie. Par ailleurs le montant de la redevance et la valeur du service rendu doivent être « équivalents »². Ce critère a été posé par le conseil d'Etat français en 1958³ puis confirmé par le conseil constitutionnel en 1978¹. Enfin le produit de la redevance doit être affecté au service qui a fourni la prestation².

Le concept de la redevance a connu une sérieuse évolution notamment en Algérie depuis le code pétrolier Saharien jusqu'à la loi n° 05/07 relative aux hydrocarbures modifiée et complétée, en vertu de l'ordonnance n°58/1111 portant code pétrolier Saharien. La redevance était considérée dans certains cas, comme partie intégrante une de l'impôt direct (A), dans d'autres cas, comme prélèvement indépendant de l'impôt direct (B)³.

A- en effet l'article 65-1 de l'ordonnance n° 58/111 a prévu deux situations, selon que le montant de la redevance est inférieur ou supérieur au montant du bénéfice imposable, dans le premier cas: la différence entre ces deux montants est passible d'un impôt direct de 50%, dans le second cas: une somme égale à la moitié de la différence entre ces deux montants peut être déduite par l'entreprise de l'impôt éventuellement dû au titre de l'exercice.

B- la conception traditionnelle selon laquelle la redevance était un acompte sur impôt a été abandonnée à la suite de l'accord de Djakarta 1964⁴. En Algérie, il a fallu attendre

² BOUVUER.M in: " *Introduction au droit fiscal général* et la théorie de l'impôt". 8^{ème} édition L.G.D.J.2007, p. 25.

³ CE, 21 novembre 1958, syndicat national des transports aériens.

¹ DC 932 du 06 octobre 1978.

² Ce point va être détaillé dans la section relative au recouvrement de la redevance .

³ B.ADOUAN in "*Revue financière*".N 2 Avril Juin 1975, p. 12.

⁴ Conclu entre les pays intéressés de l'OPEP, et les sociétés opérant sur leurs territoires. A cette conférence, l'Algérie était représentée en qualité d'observateur.

l'ordonnance n° 71-24⁵ pour que la redevance ait cessé de jouer le rôle d'un acompte d'impôt pour entrer comme dépense dans le calcul de l'impôt direct.

Le problème de qualification de la redevance a intéressé l'OPEP, car elle voulait calculer ce prélèvement séparément et distinctement de l'impôt direct, cette position rejoint celle de la doctrine, pour certains: " *la cession d'une ressource naturelle épuisable doit être faite à un prix qui couvre non seulement les coûts de production et les rentes mais aussi le coût de reconstitution de gisement*"⁶. Ce principe a donné lieu à l'établissement de la «Royalty ». Pour d'autres, la redevance « *due à partir du moment où le pétrole est sorti de la terre* » représente le paiement « *fait au propriétaire du sous-sol en contrepartie d'un droit d'exploiter un gisement en dehors de toute notion de bénéfice* »⁷. « Quelques contrats contiennent des royalties d'échelle glissante. Une redevance d'échelle glissante, prévoit une quantité de redevance inférieure quand la production est inférieure et augmente quand la production augmente »¹.

Section 2 : Le Champ d'application de la redevance

L'article 26 de la loi n° 05/07 modifiée et complétée, détermine les opérations imposables, en stipulant que la redevance est établie sur la base des quantités d'hydrocarbures produites et décomptées après les opérations de traitement au champ au point de mesure. On constate que cette disposition était identique à celle prévue dans la loi n°86/14, sauf que la loi n°05/07 dispose que le traitement de champ sera au point de mesure. Son fait générateur est l'extraction du brut issu d'un gisement commercialement exploitable, c'est-à-dire un gisement susceptible de produire des hydrocarbures pouvant être vendu à un prix suffisant pour couvrir les frais de développement². En outre, la loi exclut du calcul de cette redevance certaines 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 gisements, à condition que ces gisements aient fait l'objet d'un seul et même contrat³.

⁵ Ordonnance n° 71-24 du 12 Avril 1971 JO N° 30.

⁶ J.M.CHEVALIER in : "Introduction théorique à l'économie du pétrole" Revue Algérienne des sciences juridiques, économiques et politiques n° 4 Déc. 1973, p. 177.

⁷ J.MASSERON in : " L'économie des hydrocarbures" Editions TECHNIP, Paris, 1969, p. 69.

¹ « some contracts contain sliding scale royalties . a silding scale royalty provides for a lower royalty amount when production is lower and increases as production increases » G.CHARLOTTE .W.REBECCA.A.GALLUN in : « *Fundamentals of oil & gas accounting* »

² DIKOUNE in : « *La fiscalité pétrolière dans les états membres de la CEMAC* », ouvrage précité, p. 168.

³ Article 26/2 de la loi n° 05/07 modifiée et complétée.

Sous Section 1 : Les informations générales utiles pour le calcul de La redevance

Elles sont générales parce qu'elles concernent tous les périmètres d'exploitation.

A- La Matrice des tarifs de transport par périmètre

Cette matrice fixe le tarif de transport à appliquer pour chacun des périmètres en fonction de sa localisation (NORD ; SUD ou NORD+SUD). Cette matrice doit être construite avec la collaboration des structures opérationnelles :1-Activité TRC / Division Exploitation 2-Activité Amont / Division production / Direction opérations pour les périmètres SONATRACH seule 3-Activité Amont / Division Associations/ Direction technique pour les périmètres en associations.

Cette matrice doit correspondre à l'état de suivi de la production en ce qui concerne les périmètres ; la position géographique de chaque périmètre ainsi que les colonnes de cet état (les quantités) faisant l'objet d'une tarification transport.

Ces matrices doivent être mises à jour à chaque fois qu'un nouveau périmètre est identifié au niveau des (états P1)¹ ou si les tarifs de transport sont modifiés par un nouveau décret. Cette actualisation vise à contenir tous les nouveaux périmètres soit exploités par SONATRACH seule ou en association .La périodicité de mise à jour de cette matrice, pour ce qui est des périmètres, doit être annuelle.

Les états prévisionnels de production par périmètre en principe disponibles au plus tard fin décembre, permettront par comparaison à la liste des périmètres existants, de repérer les périmètres qui entreront en production à partir de janvier de l'année prochaine.

Pour chacun des nouveaux périmètres ainsi repérés il faudra connaître dans un premier temps, le positionnement de ces périmètres au niveau des (états P1) afin d'identifier leur flux, Fixer le tarif de transport (NORD, SUD ou NORD+SUD) pour chaque périmètre.

Ces deux étapes doivent faire l'objet de séances de travail entre les structures chargées du calcul et de la déclaration de la redevance et les structures opérationnelles Amont et Transport par canalisations citées plus haut.

¹ Ce bilan état P1 signifie le bilan matières par périmètres, établi mensuellement par: la Division production Direction opérations département exploitation pour les périmètres SONATRACH seule, et la Division Associations Direction Technique département Production pour les périmètres en Association.

B- Les taux de conversion physique:

Le tonnage des produits pétroliers tels que le pétrole brut, condensat, gaz propane liquéfié, gaz naturel et produits raffinés, doit être converti en différentes unités de conversion à savoir : tonne équivalent pétrole (TEP), barils, (BBL), million de *british termal unit* (MMBTU).

Les taux de conversion suivants ont été retenus en accord avec l'agence ALNAFT :

		TEP	BBL	MMBTU	1000 M ³ GN
P.Brut	1 Tonne	1	7,89		
Condensat	1 Tonne	1,114	8,79		
GPL	1 Tonne	1,153	11,648		
Gaz naturel	1000 m ³	0,945		37,2	
GNL	1m ³	0,594		23,7	0,6
P.Raffinés	1 Tonne	1,1	7,71		

Ces taux de conversion physique sont différents du taux de conversion en baril équivalent pétrole (b.e.p) qui doit être notifié par l'agence ALNAFT conformément à l'article 90 de la loi n° 05/07 modifiée et compétée. Il est à noter qu'à défaut de notification de ces taux par ALNAFT chaque année, ces derniers resteront en vigueur¹.

C- Les investissements réalisés en matière de gaz naturel

Liquéfié (GNL) et de gaz de pétrole liquéfié (GPL) :

Pour les besoins de calcul du coût de façonnage déductible pour le calcul de la redevance qui sera traité dans les modalités de calcul de la redevance, on doit préalablement connaître les investissements réalisés en matière de GNL et GPL. Ces réalisations sont fournies séparément pour le GNL et le GPL en Dinars. Ces investissements doivent être disponibles avant fin janvier, puisqu'elles sont nécessaires à la déclaration du mois de janvier au plus tard le 09 février.

Les réalisations des unités centre de vie (UCV) et celles de l'Administration (ADM) sont réparties au prorata des réalisations GNL et GPL. Ces informations sont transmises par l'Activité AVAL Direction Finances.

¹ Procédure fiscale 2007 établie par DCG/FIN SONATRACH.

D- Le taux de change mensuel moyen à la vente :

Ce taux est calculé sur la base, d'une moyenne arithmétique du mois, des taux de changes journaliers à la vente du Dollar Américain par rapport au Dinar Algérien publiés par la banque d'Algérie. Ce calcul est fait avec une précision de quatre chiffres après la virgule. Ce taux est calculé par la DCG Finances / Direction des opérations financières, il doit être disponible avant le 05 de chaque mois.

E- Les Quantités mensuelles exportées par produit et leurs prix

De vente

Elles sont transmises par l'activité commercialisation avant le 05 de chaque mois. Elles concernent les quantités de l'ensemble des gisements. Quant au prix de vente de ces produits, il doit être précisé pour chaque destination : Marché national. Exportation. Raffinerie d'Adrar. Autoconsommation. Les prix à l'exportation sont notifiés mensuellement par ALNAFT au plus tard la fin du mois pour lequel ils sont applicables. Pour les autres destinations (autoconsommation, marché national etc...), les prix sont fixés par les textes réglementaires en vigueur au moment de la déclaration, quant au prix de raffinerie d'Adrar, il est fixé par décret exécutif¹.

F- Autoconsommation en gaz naturel des complexes GNL et GPL

Les quantités mensuelles globales autoconsommées par les complexes GNL et GPL doivent être disponibles avant le 05 de chaque mois. Elles sont transmises par l'activité transport par canalisation (TRC). Il est à noter que l'autoconsommation d'une usine de liquéfaction est de l'ordre de 10 à 12% du gaz de charge², cette valeur dépend largement du prétraitement nécessaire, des installations d'expédition de GNL, du mode de liquéfaction (turbine à gaz ou turbine à vapeur) et de l'efficacité intrinsèque du procédé de liquéfaction³.

G- Autoconsommation mensuelle des STC :

Ces quantités concernent chacun des produits autoconsommés par le système de transport par canalisation : (Pétrole brut, gaz naturel, condensât), elles doivent être disponibles avant le 05 de chaque mois elles sont transmises par l'activité TRC. Lors du transport, du GNL va s'évaporer et sera consommé dans les chaudières des Méthaniers.

¹ Décret exécutif n° 06/06 du 9 janvier 2006 portant fixation du prix de cession du pétrole brut entrée raffinerie, des prix sortie raffinerie, des marges de distribution et des prix de vente des produits pétroliers destinés à la consommation sur le marché national .Annexe II JO n° 12 du 09 janvier 2006.

² Le gaz de charge est livré à l'usine de liquéfaction pour son propre fonctionnement, en particulier pour alimenter ses pompes à chaleur. « www.connaissancesdesenergies.org ».

³ Ibidem.

D'autre part, une certaine quantité du GNL sera utilisée pour maintenir les stockages froids pour le voyage retour ; selon la distance, on évalue entre 1 et 3% les pertes en produits commercialisé¹.

Sous Section 2 : Les informations spécifiques

Ces informations sont dites spécifiques parce qu'elles varient en fonction du périmètre.

A- Caractéristiques générales du périmètre

Ces caractéristiques sont multiples. Il s'agit de l'intitulé du contrat ; le contractant (s) (contrats parallèles) ; l'intitulé du périmètre ; le taux de répartition du périmètre « unitisé » sur les contrats (contrats parallèles) ; le code périmètre (suivant codification analytique) ; le code champs (suivant codification analytique) ; le code région (suivant codification analytique) (périmètre 100%) ; l'unité comptable ; la zone (s) ; la superficie en Km² (par zone en cas de chevauchement du périmètre sur plusieurs zones).

Ces caractéristiques doivent être réunies à chaque fois qu'un nouveau périmètre devient passible de la redevance, c'est-à-dire producteur au point de mesure.

En plus des informations, qui devraient figurer dans le contrat ; les structures chargées du calcul et de la déclaration de la redevance doivent se procurer le reste des informations auprès des services financiers et comptables FIN/DP et FIN/AST.

Il est important de noter que l'inexistence de contrat n'est pas une condition suspensive au calcul et au paiement de la redevance, car tout périmètre présentant une production au point de mesure, c'est-à-dire utilisable à l'extérieur de ce périmètre, est passible de redevance et de TRP².

B- Etats mensuels de suivi de la production

Ils varient d'un périmètre à l'autre et d'un mois à l'autre selon que ces périmètres sont exploités par SONATRACH seule ou en association, ces états doivent être disponibles avant le 05 de chaque mois, ils sont transmis par: Activité Amont / Division production / Direction opérations pour les périmètres SONATRACH seule et par Activité Amont/Division Associations / Direction technique pour les périmètres en associations.

¹ BABUSIAUX .D. in: " Recherche et production du pétrole et du gaz; réserves coûts contrats », ouvrage précité, p. 158.

² Procédure fiscale 2007 établie par DCG/FIN SONATRACH.

Ces structures transmettent également les états prévisionnels de production par périmètre au plus tard fin décembre.

Section 3 : Les modalités de calcul de la redevance

Dans cette section on va traiter la destination de la production de chaque périmètre, le calcul de la valeur de la production selon les articles 90 et 91 de la loi n° 05/07 relative aux hydrocarbures, le tarif de transport, le coût de façonnage GNL et GPL, et enfin le calcul de la production en b.e.p/jour et appliquer les taux prévus à l'article 85 de la loi précitée. Il est à noter que cette étape consiste à examiner les états prévisionnels de production par périmètre, afin de repérer les nouveaux périmètres producteurs et, par conséquent, les nouveaux périmètres fiscaux ; prendre connaissance du positionnement de ces nouveaux périmètres au niveau des états P1¹; Réunir les caractéristiques générales de chacun des nouveaux périmètres². Avant de présenter ces points, il faut noter qu'il existe des quantités d'hydrocarbures qui ne sont pas prises en considération dans le calcul de la redevance, car la loi n°05/07 détermine certaines quantités qui sont exclues du calcul de la redevance, ce sont les quantités qui sont soit consommées pour les besoins directs de la production; soit perdues avant le point de mesure; soit réintroduites dans le ou les gisements ayant fait l'objet d'un seul et même contrat³. Ce principe d'exclusion est aussi appliqué dans la législation comparée. Au Gabon, les quantités citées ci-dessus sont exclues du calcul de la redevance⁴, en revanche, d'autres législations telles que la législation Congolaise, n'appliquent pas ce principe⁵. Pour la législation Algérienne, les quantités d'hydrocarbures consommées pour les besoins de la production et celles qui sont perdues avant le point de mesure, doivent être limitées à des seuils techniquement admissibles et faire l'objet d'une justification⁶. Cette justification est délivrée par la SONATRACH et transmise à l'agence ALNAFT, car cette dernière ne possède une antenne dans les périmètres d'exploitation pour se

¹ Les états P1 signifient le bilan matières mensuel par périmètre établi mensuellement par la Division production/ Direction opération / Département exploitation pour les périmètres SONATRACH seule, et la Division Association/ Direction technique /Département production pour les périmètres en association

² Procédure fiscale précitée .P 52.

³ Article 26 de la loi n° 05/07 relative aux hydrocarbures modifiée et complétée.

⁴ Article 3/2 de la loi n° 14/74 portant réglementation des activités de recherche et d'exploitation pétrolière sur le territoire de la République Gabonaise.

⁵ L'article 49 de la loi n° 24-94 du 23 août 1994 réintègre dans l'assiette de la redevance; les quantités des hydrocarbures éventuellement utilisées pour les besoins de l'exploitation, à l'exception des hydrocarbures réinjectés dans le gisement pour le maintien d'énergie ou brûlés conformément à la loi.

⁶ Article 26/ 3 de la loi n° 05/07 modifiée et complétée.

préoccuper des travaux techniques et de mesures appropriés pour affirmer si ces quantités sont techniquement admissibles et par conséquent sont exclues du calcul de la redevance.

Sous Section 1 : Le calcul de la destination de la production:

L'objectif de cette étape est celui de préparer la valorisation des quantités produites au point de mesure par chacun des périmètres. L'application de cette procédure permettra de déterminer, par périmètre, les quantités à valoriser à chacun des prix, les quantités sont le pétrole brut, le gaz naturel, le condensât et le GPL. La destination varie en fonction de la nature du produit: exportation, marché national, autoconsommation, livraison Raffinerie Adrar, ventes à autres périmètres. On notera à titre d'exemple que pour le Pétrole brut : on distinguera les périmètres exploités par SONATRACH seule et celles qui sont en association.

Pour SONATRACH seule, soit que ces quantités sont destinées à l'Exportation, Marché national ou à l'autoconsommation. Pour SONATRACH en Association, elles sont destinées soit à l'Exportation ou à la Livraison Raffinerie Adrar.

Sous Section 2 : Le calcul de la valeur de la production

Conformément à l'article 91/1 de la loi n° 05/07 qui stipule que :*"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 entre le point de mesure et le port Algérien de chargement, ou la frontière Algérienne d'exportation et le cas échéant, entre le point de mesure et le point de vente en Algérie..."*. Il s'agit ici, de multiplier chaque quantité déterminée au point précédant¹ par le prix correspondant et de procéder aux conversions qui s'imposent : soit physiques :(à titre d'exemple le prix du gaz naturel est notifié en \$/mmbtu tandis les quantités déterminées au point précédant sont en 1000 m³), soit aux taux de change en utilisant le taux de change moyen du mois pour lequel la redevance est due, calculé par la DCG Finances.

¹ Calcul de la destination de la production.

Les prix à l'exportation sont notifiés mensuellement par ALNAFT. Les prix marché national et autoconsommation par produit sont fixés par les décrets exécutifs: 07/60¹ et 05/128², pour le pétrole brut le condensât et le GPL, les prix sont exprimés en DA/tonne ; pour le gaz naturel les prix sont exprimés en DA/1000m³.

Il faut noter que pour les prix de gaz naturel sur le marché national fixés par le décret 05/128 sont des prix de base qu'il y a lieu d'actualiser et d'indexer.

Leur actualisation se fait au taux de change à la vente du dollar américain par rapport au dollar ; en divisant ces prix par le taux de change du 24 avril 2005 et le multiplier par le taux de change du 1^{er} janvier de l'année d'application du prix. Pour ces deux dates il y a lieu de remarquer que : La date du 24 avril 2005 étant un samedi, il y a lieu de prendre le taux de change du 25 avril 2005 qui est de : 1 USD = 72,7592 DZD Le 1^{er} janvier de l'année étant un jour férié, il y a lieu de prendre le taux de change du 2 janvier.

Il s'agit également d'indexer le prix du gaz naturel au taux de 5 % par an à partir de 2005 (à titre d'exemple en 2006 il faut multiplier le résultat par 1,05 ; en 2007 par 1,05² etc....)

On obtient à l'issue de ce calcul la valeur de la production mensuelle de chaque périmètre en Dinars³.

Sous Section 3 : Le calcul de la tarification de transport

Le tarif de transport est déductible de l'assiette pour le calcul de la redevance pour chaque périmètre d'exploitation, il s'agit ici de multiplier les quantités transportées via les STC par le tarif de transport correspondant. La matrice des tarifs de transport par périmètre contient les périmètres en exploitation soit par SONATRACH seule ou en association et le tarif de pétrole, brut gaz naturel condensât et GPL .On obtient à l'issue de ce calcul la tarification transport déductible de chaque périmètre en Dinars.

-La Matrice des tarifs de transport pour les périmètres SONATRACH seule :

Voici un modèle de matrice tarifs de transport de vingt périmètres élaborée par la DCG/FIN SONATRACH.

¹ Décret exécutif n° 07/60 du 11 février 2007 portant fixation du prix de cession du pétrole brut entrée raffinerie, des prix sortie raffinerie, des prix sortie raffinerie des marges de distribution et des prix des vente des produits pétroliers destinés à la consommation sur le marché national JO n°11 du 11 février 2007.

² Décret exécutif n° 05/128 du 24 avril 2005 portant fixation des prix de cession interne du gaz naturel. JO n° 29 du 24 avril 2005.

³ Procédure fiscale précitée P .54.

Tableau n° 3 :Liquide : DA/T
Gaz naturel : DA/100 m³

N°	Périmètres	Pétrole brut	Gaz naturel	condensât	GPL
01	HASSI MASSAOUD CENTRAL	350	1 800	334	2 191
02	HASSI MASSAOUD COMPLEXE	350	1 800	334	2 191
03	HASSI GUETTAR	350	1 800	334	2 191
04	HASSI TARFA	350	1 800	334	2 191
05	HASSI TZABET	350	1 800	334	2 191
06	RHOURDE CHEGGA	350	1 800	334	2 191
07	EL BORMA	750	1 800		
08	HASSI R'MEL	350	700	334	807
09	HASSI R'MEL SUD	350	700	334	807
10	HAOUD BERKAOUI	350	1 800		2 191
11	SBAA	350	1 800		
12	INSALAH	350	1 800		
13	RHOURDE NOUSS	750	1 800	780	2 191
14	RHOURDE EL ADRA	750	1 800	780	2 191
15	RHOURDE CHOUFF	750	1 800	780	2 191
16	RHOURDE HAMRA	750	1 800	780	2 191
17	RHOURDE ADRA SUD	750	1 800	780	2 191
18	DRAA ALLAL	750	1 800	780	2 191
19	MERKSEN	750	1 800	780	2 191
20	RHOURDE HAMRA SUD EST	750	1 800	780	2 191

Sous Section 4 : Le calcul de coût de façonnage GNL et GPL

La législation Française définit le façonnage comme « l'ensemble des *opérations* à forfait effectuées pour le compte d'une société pétrolière »¹. Pour le calcul de la redevance sur la production, la loi accorde au contractant la possibilité de déduire un coût de façonnage GNL et GPL, cette faculté est venue pour alléger le montant considérable de la redevance de chaque périmètre de production, et vu la technicité de ce calcul et son impact dans l'opération de calcul de la redevance sur la production, le

¹ Décret exécutif n° 96-602 du 03 juillet 1996 relatif à l'enrichissement de la langue française .JO n° 155 du 05/07/1996.

législateur Algérien a promulgué le décret exécutif qui fixe les modalités de calcul de coût du façonnage¹.

Le coût de façonnage est déterminé à partir de la tranche annuelle des investissements que le contractant a consentis pour, mettre en place les capacités de traitement nécessaires à ses opérations de façonnage².

Pour que ces investissements soient éligibles à la déduction, il faut qu'elles se rattachent aux activités de transformation du gaz naturel en gaz naturel liquéfié GNL ou en produits pétroliers ou de séparation des gaz de pétrole liquéfié GPL opérées par les unités industrielles situées à l'extérieur des périmètres d'exploitation.

Que ces investissements soient prévus dans le plan de développement de ces unités industrielles et dans leur programme annuel d'investissement et les budgets correspondants, approuvés par l'agence ARH qui en rend l'agence ALNAFT destinataire Et enfin il faut qu'elles soient conformes à la liste des rubriques d'investissement définie à l'article 3 du décret. Dans le cas où le contractant utilise des installations de façonnage appartenant à une personne tierce, il peut déduire le tarif de "*processing*" qui lui est facturé pour l'opération de traitement de ses produits issus du périmètre d'exploitation³.

La nature des investissements entrant dans le calcul de coût de façonnage est déterminée dans le décret exécutif⁴.

Les modalités de calcul du coût de façonnage sont déterminées à l'article 6 et 7 du décret exécutif 07/148.

Pour cela il y a lieu de suivre les étapes suivantes:

Calculer le cumul des investissements GNL/GPL réalisés au cours des dix dernières années (à titre d'exemple pour déterminer le cumul pour 2006 il y a lieu de prendre les investissements réalisés au cours des années 1996 à 2005 pour 2007 c'est de 1997 à 2006 etc....)

Le coût de façonnage annuel est déterminé en multipliant le cumul des investissements ainsi obtenu par le taux de tranche de 10 % et ajouter un pourcentage⁵ de 20 % au

¹ Décret exécutif n° 07/148 du 20 mai 2007 fixant la nature des investissements à prendre en considération dans le calcul du coût de façonnage déductible de l'assiette de la redevance JO n° 35.

² Article 2 du décret exécutif n° 07/148 susvisé.

³ Article 2 du décret exécutif précité.

⁴ Article 3 du décret exécutif précité.

⁵ Ce taux appelé Uplift est le pourcentage par lequel les tranches annuelles d'investissements sont augmentées pour les besoins du calcul de la taxe sur le revenu pétrolier. « Art.05 de la loi 05/07 modifiée et complétée ».

résultat obtenu¹. Le coût de façonnage mensuel est obtenu en divisant le coût de façonnage annuel par 12.

Il faut noter que les investissements éligibles à la déduction ne doivent pas inclure les intérêts et les frais généraux, on pense que cette disposition n'a pas d'impact sur l'assiette de la redevance, car si on analyse la liste des investissements concernée par l'opération de déduction, on remarque qu'elle est aussi importante et peut être plus significative que les intérêts et les frais généraux, mais le but de législateur de l'opération de façonnage est d'encourager les contractants aux investissements liées aux activités de l'aval pétrolier.

Après que l'opération de façonnage GNL et GPL soit terminée, la base de la redevance est calculée comme suit : + valeur de production- tarif de transport – coût de façonnage GNL – coût de façonnage GPL = base de a redevance.

Sous Section 5 : Le calcul de la production en baril équivalent

Pétrole par jour (b.e.p)

Il s'agit de convertir d'abord la production totale du périmètre en tonne. Equivalent. Pétrole (t.e.p), en utilisant les taux de conversion présentés ultérieurement², ensuite convertir le résultat en (b.e.p) en utilisant le taux de conversion d'une tonne de pétrole brut en barils, la production journalière est obtenue en divisant le résultat ci-dessus par le nombre de jours du mois considéré.

Sous Section 6 : Les taux de la redevance à caractère progressif

Les taux de la redevance sont, en général, différents pour le pétrole brut et pour le gaz naturel, plus faibles concernant ce dernier. Afin de moduler la redevance selon les caractéristiques des gisements en exploitation, les contrats peuvent prévoir des taux progressifs en fonction de la production, plusieurs options sont envisageables, parmi lesquelles :

-Des taux variables en fonction de la production journalière ou annuelle, pour éviter que l'on passe trop brutalement d'un taux à l'autre lors d'une faible variation de la production, les taux sont généralement applicables par tranches de production.

¹ Les taux de tranches et les taux Uplift sont fixés par l'article 91 de la loi n° 05/07, par renvoi de l'article 04 du décret susvisé.

² Chapitre 2/ section 1/ B les taux de conversion physique .

-Des taux variables en fonction de la production cumulée depuis le début de l'exploitation¹.

Dans la législation Algérienne, on ne peut tirer les caractéristiques de ces taux que par la comparaison entre la loi n° 86/14 et le loi n°05/07, dans le cadre de la loi n° 86/14 la redevance sur la production était fixe, la loi prévoyait un taux de 20% pour l'ensemble des gisements de la zone N réputée pour son accès facile où il existe des routes et des canalisations, et un taux de 16,5% pour la zone A où l'accès est difficile, mais située proche de la zone N, et un taux de 12,5% dans la zone B où l'accès est très difficile. On remarque ainsi que la loi n° 91-21 prévoyait un taux minimum de 10% quelles que soient les conditions d'exploitation des gisements².

En revanche, dans la loi n° 05/07 la redevance est flexible et les taux sont progressifs du moment où ils sont définis par zones fiscales A,B,C,D et par tranches de production journalière variant de: 5.5% à 23% et les critères sont clairement définis.

En effet pour les quantités d'hydrocarbures extraites du périmètre d'exploitation exprimées en b.e.p qui sont inférieurs ou égale à 100.000 b.e.p/jour, les taux de redevance par tranche de production sont fixés comme suit:³

Zone	A	B	C	D
00 à 20 000 b.e.p/jour	5.5 %	8%	11%	12.5%
20 001 à 50 000 b.e.p/jour	10.5%	13%	16%	20%
50 001 à 100 000 b.e.p/jour	15.5%	18%	20%	23%

Pour les quantités d'hydrocarbures supérieures à 100 000 b.e.p/jour, les taux de la redevance sont comme suit: 12% pour la zone A, 14.5% pour la zone B, 17% pour la Zone C et 20% pour la zone D.

La détermination des taux de la redevance par fourchette est connue dans plusieurs législations, dans le Gabon, le taux de la redevance est déterminé par une fourchette

¹ D.BABUSIAUX in : " Recherche et production de pétrole et de gaz", ouvrage précitée, p. 207.

² TAKOUAT.S in : « Les Activités Des Hydrocarbures (Aspects juridique, fiscal et traitement comptable3 ». Mémoire de fin d'études pour le DPGS en Finances Publiques option : fiscalité IEDF 2007, p. 36.

³ Article 85 de la loi n° 05/07 modifiée et complétée.

comprise entre 12% et 16.7%. En Guinée équatoriale, depuis la loi du 20 mars 2000 portant code des hydrocarbures, ce taux doit être compris entre 10% et 16%.

Par ailleurs, la loi 13/01 a prévu un taux de 5% applicable à l'ensemble de la production pour les quantités d'hydrocarbures non conventionnels issues d'un périmètre d'exploitation ou les quantités d'hydrocarbures issues d'un périmètre d'exploitation situés dans des zones très faiblement explorées et/ou à géologie complexe.¹ Ce taux fixe peut avoir des répercussions néfastes sur l'Etat et le contractant. En effet, dans le cas où le prix de la ressource ou les volumes de production sont bas, la rentabilité des sociétés est diminuée, ceci peut retarder voire annuler les plans d'exploitation de la ressource. A l'inverse, lorsque la rentabilité des sociétés augmente, ce taux fixe ne permet pas au gouvernement d'augmenter la part des revenus qu'il tire de la ressource. Dans la législation comparée et notamment en droit québécois, la redevance est calculée sur la base d'un taux qui évoluera progressivement en fonction du prix du gaz et de la productivité d'un puits, ce taux varie entre 5% et 35%.²

Après avoir abordé les taux de la redevance, on détermine le montant de la redevance due par périmètre pour le mois considéré. Pour cela, il y a lieu de suivre les étapes suivantes:

-Ventilation de la base de la redevance sur les paliers selon le pourcentage de chaque palier de production journalière déterminés au point précédent ;

-Répartition en cas de chevauchement du périmètre sur plusieurs zones, de la base de redevance obtenue pour chaque palier, sur chaque zone, sur une base superficielle, on obtient ainsi pour chaque palier autant de bases de redevance que de zones ;

-multiplier chaque base de redevance ainsi obtenue par le taux de redevance du palier et de la zone correspondante, on obtient ainsi une redevance par palier et par zone, notant que la redevance due est la somme de toutes les redevances par palier et par zone³.

Du fait que la redevance doit être déclarée et versée avant le 10 du mois et puisque certaines informations⁴ nécessaires au calcul de la redevance peuvent avoir un caractère

¹ Article 85/7 de la loi 05/07 modifiée et complétée par la loi n°13/01 du 20/02/2013.

² Bibliothèque et archives nationales du Québec in : « *Un régime de redevances juste et concurrentiel* », édition Finances Québec, mars 2011, p. 22.

³ Procédure fiscale établie par la SONATRACH 2007.

⁴ Ces informations sont : quantités mensuelles exportées par produit, autoconsommation mensuelles des systèmes de transport par canalisation, autoconsommation en gaz naturel des complexes GNL et GPL états mensuels de suivi de la production. (Toutes ces informations doivent être disponibles avant le 05 du mois).

provisoire, compte tenu des délais très réduits, de leur importance et de leur complexité, et afin de prendre en compte le fait que ces informations peuvent ne pas être complètes et définitives à cette date, la redevance est déclarée provisoirement sur la base des informations disponibles dans l'état de leur complétion à la date de leur exigibilité.

Pour cela la structure émettrice de l'information en question devra préciser sur l'état la mention « Provisoire » si l'information transmise est considérée incomplète. L'état avec la mention « Définitif » devra dans ce cas parvenir au plus tard le 15 du mois. Si l'information est considérée comme complète, dès le début, l'état portera la mention « Définitif » dès le premier envoi¹.

Il faut noter que la déclaration d'un mois est toujours faite avant le 10 du mois suivant, par exemple la déclaration de février 2011 à faire avant le 10 mars 2011 comprendra: la déclaration définitive de janvier 2011 et la déclaration provisoire de février 2011

Il y'a lieu de procéder aux déclarations correctives qui correspondent aux dates suivantes:

Déclaration de juin : correction de janvier, février et mars ; déclaration de septembre : correction d'avril, mai et juin ; déclaration de décembre : correction de juillet, août et septembre ; déclaration de février : correction d'octobre, novembre et décembre.

On va s'apercevoir que les bases de la redevance vont bénéficier de deux occasions de rectification (la déclaration définitive et la correction). S'il s'agit d'une correction du mois de janvier, février ou mars, le format de déclaration de juin se fait au plus tard le 9 juillet².

Ce calendrier fiscal est prévu pour que le calcul de la redevance puisse jouir d'une certaine exactitude et pour faciliter la gestion fiscale d'un nombre important de périmètre d'exploitation³. Enfin la redevance est considérée comme une charge fiscale déductible de la base fiscale pour le calcul de l'impôt complémentaire sur le résultat⁴.

¹ Procédure fiscale établie par la SONATRACH.2007.

² Cette déclaration comprendra: + La déclaration définitive redevance mai - la déclaration provisoire redevance mai + La déclaration provisoire redevance juin + La déclaration corrective redevance janvier + La déclaration corrective redevance février + La déclaration corrective redevance mars - la déclaration définitive redevance janvier - la déclaration définitive redevance février - la déclaration définitive redevance mars - solde à récupérer déclaration mois de mai = solde à verser ou à reporter à la déclaration de juillet (s'il est négatif).

³ Plus de 120 périmètres selon la procédure fiscale établie par la SONATRACH en 2007

⁴ Article 85 alinéa 8 de la loi n° 05/07

Section 4 : Le Recouvrement de la redevance

La mission de recouvrement est assurée par l'agence ALNAFT, cette dernière est compétente en matière de collecte et de reversement à la direction des grandes entreprises le montant mensuel de la redevance, la structure chargée de la déclaration dépendra de l'état du périmètre exploité, s'il est exploité par SONATRACH seule la structure compétente sera "*l'activité Amont/Division production/direction finances*"¹, alors que pour les périmètres SONATRACH en association c'est: "*l'activité Amont/Division Association/direction finance*"². Avant de traiter le processus du recouvrement de la redevance (sous section 2) il est nécessaire de traiter les procédures de déclaration et de télépaiement (sous section 1).

Sous Section 1 : La télé déclaration et le télépaiement fiscal

L'usage des technologies de l'information et de la communication pour la collecte des revenus et le paiement de l'impôt en ligne, est en pleine expansion à travers le continent africain, plusieurs pays ont mis en place un système moderne de télédéclaration, de collecte de revenus, et de paiement en ligne des impôts et taxes, certains pays l'ont expérimentés uniquement pour les plus grands contribuables et pour certaines grandes entreprises étant donné les coûts importants de mise en place³.

il faut noter que la législation Algérienne a prévu la déclaration et le paiement des impôts et taxes par voie électronique pour assurer le principe d'attractivité fiscale, de ce fait, il est préférable pour l'administration fiscale d'assouplir le procédé de paiement des impôts et taxes relatifs aux activités de recherche et d'exploitation des hydrocarbures, le cadre juridique de la procédure de la déclaration de télépaiement fiscal est la loi de finances complémentaire pour l'année 2008⁴. En effet, l'article 23 de la cette ordonnance modifiant l'article 161 du code des procédures fiscales stipule que "*...les personnes morales et les sociétés relevant de la structure chargée des grandes entreprises et visées à l'article 160 ci-dessus peuvent souscrire leurs déclarations et acquitter les impôts dont elles sont redevables par voie électronique ...*"⁵, ce système recèle plusieurs avantages pour les contribuables :

¹ Cette structure sera exprimée par abréviation FIN/DP.

² Cette structure sera exprimée par abréviation: FIN/ASS.

³ OCDE, *Perspectives économiques en Afrique*, édition 2010, p. 119

⁴ Ordonnance n° 08-02 du 2 juillet 2008 portant loi de finances complémentaire pour 2008.JO n° 42.

⁵ Cet article est entouré d'une lacune relative aux personnes imposables, le législateur aurait dû modifier l'article 160 du CPF pour ajouter les personnes morales soumises au régime fiscal

Il est gratuit et simple d'accès avec une utilisation intuitive, il est sécurisé avec une accessibilité et disponibilité maximale, il offre une meilleure traçabilité et maîtrise des échanges avec l'administration fiscale grâce à un suivi précis des déclarations envoyées¹. Le télépaiement par prélèvement automatique est la procédure par laquelle le contribuable ayant souscrit à la télédéclaration, autorise sous certaines conditions la DGE à émettre un titre de paiement correspondant au montant exigible vers sa banque, ce montant sera débité par la banque au compte spécifié par le contribuable et crédité au compte de la DGE, l'intérêt principal du mode de paiement par voie électronique est sa garantie au niveau des délais de paiement².

En Algérie, même si les textes juridiques de cette procédure sont promulgués, elles demeurent inapplicables car les textes d'applications n'ont pas encore été promulgués, ce qui est redoutable pour les investisseurs étrangers notamment dans le secteur des hydrocarbures.

Sous Section 2 : La mission de recouvrement par l'agence

ALNAFT

On remarque que la loi a confié à cette agence un rôle très important qui est une mission de l'administration fiscale, de ce fait elle est dotée de certaines prérogatives de puissance publique dans la mission de collecte de la redevance ainsi que dans la mission d'assurance de paiement des impôts et taxes à travers le procédé de reporting, pourquoi le législateur a permis à cette agence de collecter la redevance mensuelle avant qu'elle ne la reverse à la DGE ? La réponse à cette question est prévue à l'article 11 de la loi n° 05/07 modifiée et complétée, qui autorise cette agence à prélever un pourcentage déterminé du montant de la redevance mensuelle qui est de 0.5%, pour son financement, une deuxième raison qui peut être soulevée est que la procédure d'attribution de budget financier à travers les règles de la comptabilité publique sont longues et peuvent contrarier l'objectif de l'agence, pour assurer une rapidité, le législateur a voulu restreindre cette durée en confiant à l'agence ALNAFT le pouvoir de prélever un pourcentage du produit de la redevance pour son fonctionnement³.

de la loi n° 05/07 modifié et complétée, car l'article 160 parle que des personnes morales soumises aux dispositions de la loi n° 86/14.

¹ Direction Générale Des impôts in: " *Cahier des dispositions générales, Télédéclaration fiscale*", P 3 Novembre 2009.

² *ibidem*. Direction Générale Des impôts in: " *Cahier des dispositions générales, Télédéclaration fiscale*", P 3 Novembre 2009.

³ Il est à noter, selon les dispositions de l'article 15 de la loi n° 05/07 modifiée et complétée, que le ministre chargé des hydrocarbures veille à la répartition dans le cadre de l'approbation des budgets de chaque agence d'hydrocarbures.

Le déroulement de la procédure de paiement

A- Les structures chargées de la transmission des informations

Les structures chargées de la transmission des informations pour l'opération de calcul et de paiement de la redevance mensuelle varient en fonction de l'état des périmètres d'exploitation. En effet s'il s'agit des périmètres exploités par SONATRACH en effort seule, la structure sera l'Activité Amont Division Production Direction Opération, qui transmettra ces informations à l'activité Amont Division Production Direction Finances, tandis que pour les périmètres exploités par SONATRACH en association, la structure compétente est l'activité Amont Division Association Direction Technique qui transmettra les informations à l'activité Amont Division Association Direction Finances. Ces structures citées sont chargées de la transmission des informations suivantes:

Les états prévisionnels de la production par périmètre et ceci à la fin décembre de chaque année, ainsi que l'identification des nouveaux périmètres, leurs positionnement, la mise à jour de la matrice des tarifs de transport par périmètre, et la collecte des caractéristiques du périmètre, avant la déclaration du mois de janvier, c'est-à-dire le 09 janvier, comme elles doivent transmettre, les états mensuels de suivi de la production, par périmètre, au plus tard le 15 du mois.

À coté des structures citées ci-dessus¹, d'autres structures sont chargées de transmettre à FIN/DP ou FIN/ASS, des informations qui ont une relation avec leur activité, ces structures sont activité aval, activité transport par canalisation et l'activité commercialisation.

L'activité Aval division finance, doit transmettre à FIN/DP ou FIN/ASS, les réalisations d'investissement GNL /GPL à la fin janvier, la Division exploitation de l'activité Aval doit transmettre l'autoconsommation mensuelle en gaz naturel des complexes GNL GPL, au 05 du mois pour l'état provisoire et au 15 du mois pour l'état définitif.

L'Activité transport par canalisation doit transmettre à FIN/DP, l'autoconsommation mensuelle par produit des systèmes de transport par canalisation dans les mêmes délais prévus pour le point précédent.

¹ Activité amont division production direction technique, Activité amont division association direction technique

Dans ces mêmes délais, l'activité commercialisation doit transmettre à FIN/DP ou FIN/ASS, les quantités mensuelles exportées. L'agence ALNAFT doit notifier à la fin de chaque mois à FIN/DP ou FIN/ASS, les prix à l'exportation conformément à l'article 90 de la loi n° 05/07 modifiée et complétée. Dès que l'opération de transmission est faite, les structures chargées de paiement à savoir FIN/DP ou FIN/ASS, doivent établir un ordre de virement au bénéfice d'ALNAFT, à son compte T.W.A¹, cet ordre de virement doit être déposé auprès de la banque extérieure d'Algérie au plus tard le 07 du mois au cours duquel s'effectue le paiement.

Le dépôt du dossier de déclaration auprès d'ALNAFT au plus tard le 09 du mois², après récupération de l'avis de débit auprès de la BEA, attestant que le virement est effectué, cet avis de débit doit être déposé auprès d'ALNAFT (DGCAJ)³. Enfin une copie de dossier de déclaration sera déposée auprès du receveur de la DGE.

B- Le dossier de déclaration

Ce dossier comprend une lettre d'accompagnement signée par le directeur FIN/DP ou FIN/ASS, cette lettre doit faire référence au mois de déclaration, du montant du au titre de la redevance, du montant versé, au numéro de l'ordre de virement.

Une copie de l'ordre de virement, et l'avis de débit fourni par la BEA, ainsi que les tableaux d'informations détaillées par périmètre relatifs au calcul du montant versé.

Voici le modèle de la lettre d'accompagnement signée soit par le directeur FIN/DP ou FIN/ASS.

Lettre d'accompagnement : voici un modèle d'une lettre d'accompagnement établie par la procédure fiscale élaborée par SONATRACH Division finances :

¹ Trésorerie de la Wilaya d'Alger N° : 008 16001 3160004761 05.

² Ce dossier de déclaration comportera dans un premier lieu, uniquement l'ordre de virement avec l'accusé de réception de la BEA .

³ Direction Gestion Des Contrats et Affaires Juridiques.



Monsieur le Président d'ALNAFT

Activité Amont
Division Production ou Associations
Direction Finances

N° /Fin/ 07

Objet : Paiement de la Redevance ; déclaration du mois d'avril 2007.

Monsieur le Président,

Nous avons l'honneur de vous faire parvenir ci-joint, pour les périmètres Sonatrach seule, le Tableau de déclaration de la redevance pour le mois d'avril 2007 accompagné d'un tableau annexe dénommé « tableau récapitulatif mensuel » pour chaque élément de cette déclaration.

Le montant total à verser soit :DA, au titre de cette déclaration est libéré par l'ordre de virement n° ____ du / / 2007. (Ci-joint une copie avec l'accusé de réception de notre banque)

Nous vous faisons également parvenir l'avis de débit remis par notre banque qui certifie que le virement ci-dessus de la somme indiquée a été exécuté à bonne date valeur.

Veillez agréer, Monsieur le Président, l'expression de notre parfaite considération.

Le Directeur Finances Division Production ou Associations

Le tableau de déclaration mensuelle de la redevance varie en fonction de l'état du périmètre¹, ce tableau doit contenir, les informations relatifs à l'opération : (raison sociale l'adresse et la structure chargée du paiement), le récapitulatif des éléments d'imposition qui prévoit les déclarations par périmètres, ces derniers se présentent en règle générale comme suit : +déclaration définitive redevance mois précédent - déclaration provisoire redevance mois précédent + Déclaration provisoire redevance du mois - solde à récupérer déclaration mois précédant = solde à verser ou à reporter sur déclaration du mois suivant (s'il est négatif).

En Dinars

Périmètres	Déf. 03/ 2007 +	Prov.03/ 2007 -	Prov. 04/07 +	Récup.03/07	Solde à verser	Solde à récupérer
.....						
.....						
Etc...						
Total				 ²	

Le tableau récapitulatif mensuel montre, par périmètre, les étapes de détermination de la redevance, depuis la valeur de la production mensuelle par périmètre, pour l'exemple de la déclaration du mois d'Avril 2007, il y'a trois tableaux, le premier relatif à la redevance définitive Mars 2007, le second est relatif à la redevance provisoire de Mars 2007, le troisième est relatif à la redevance provisoire d'Avril 2007, si on prend l'exemple du premier tableau relatif à la déclaration définitive de mars 2007, le récapitulatif des éléments d'imposition se présentera comme suit:

Périmètres	Val. Prod +	Tarif transp -	Façonnage GNL -	Façonnage GPL -	Base redevance =	Taux moyen x	Redevance =
.....							
.....							
Etc..							
Total						 ³

A la fin de cette section, on remarque que le processus de recouvrement de la redevance est spécifique par rapport aux autres impôts et taxes du fait que la redevance soit

¹ Soit le périmètre est exploité par SONATRACH seule ou en association.

² Montant à faire apparaître dans l'ordre de virement.

³ Ce montant apparaîtra à la première colonne du tableau précédant (Déf. 03/07).

collectée par une institution autre que l'administration fiscale. Après cette collecte, l'agence AALNAFT doit reverser le montant de cette redevance à la DGE, dans le cas de la redevance.

Dans ce contexte plusieurs actions ont été entreprises pour la bonne maîtrise de cette mission, il s'agit de la mise en place des instruments de gestion de l'opération de collecte de la redevance et de son reversement à la Direction Des grandes entreprises, en raison de l'option qui avait été prise de domicilier la redevance payable par les opérateurs dans un compte Trésor (à la Trésorerie de la Wilaya d'Alger TWA), ALNAFT a travaillé en étroite collaboration avec les différentes structures concernées du Ministère des Finances et a obtenu de ces derniers la mise en place d'un cadre spécifique pour le traitement des opérations liées à la redevance. Ainsi une instruction "relative à la comptabilisation et la gestion du produit de la redevance pétrolière" a été émise par le ministère des Finances à l'intention de ses services concernés et une procédure de gestion du compte collecteur de la redevance a été mise en place entre ALNAFT et la TWA. L'objectif de ces instruments étant de concilier les exigences réglementaires en matière de délais de paiement de la redevance et les préoccupations d'ALNAFT concernant la réactivité de la TWA dans l'exécution des opérations de collecte et dans la communication de l'information à l'agence ALNAFT, laquelle se répercute sur la réactivité d'ALNAFT dans l'exécution des opérations de reversement de la redevance à la Direction des Grandes Entreprises¹.

En vertu des dispositions de l'article 14 de la loi n° 05/07 modifiée et complétée l'agence ALNAFT doit s'assurer du paiement de certains droits et taxes tels que la taxe sur le revenu pétrolier, la taxe superficielle, taxe sur torchage du gaz et la taxe sur l'utilisation de l'eau pour la récupération assistée, cet article ne prévoit pas la redevance du fait qu'elle est collectée et reversée au trésor public par l'agence ALNAFT, contrairement aux taxes visées à cet article qui sont versées directement par l'opérateur à la direction des grandes entreprises.

On remarque ainsi que le calcul et la collecte de la redevance sur la production revêtent une spécificité. En effet le calcul de son taux se fera sur la base des paliers journaliers de production et en fonction de la nature des zones. Ainsi, le passage d'un palier à

¹ Rapport annuel 2008 d'ALNAFT . P20.

l'autre se fait en fonction du chiffre d'affaire réalisé. En outre, la déclaration de la redevance est faite par la SONATRACH que ce soit pour sa part seule ou pour celle de l'associé étranger. La collecte s'effectue auprès d'une instance de régulation qui est l'agence ALNAFT pour des raisons de son financement déjà évoquées. En 2010, la fiscalité pétrolière a enregistré une hausse marquante, au titre de la redevance sur la production : 769 Milliards de DA contre 617 Milliards de DA en 2009 soit une hausse de 24 %.¹

Pour des raisons techniques liés à l'exploitation pétrolière, le contractant peut utiliser le domaine public hydraulique, cette utilisation est assujettie au paiement d'une redevance spécifique appelée « redevance d'usage à titre onéreux du domaine public hydraulique ».

CHAPITRE 3

LA REDEVANCE D'USAGE à TITRE ONÉREUX DU DOMAINE PUBLIC HYDRAULIQUE

Ce type de prélèvement n'est pas une nouveauté dans le régime fiscal de l'amont pétrolier car il existait sous l'empire de la législation antérieure, il était prévu par l'article 139 de la loi n° 83-17 du 16 juillet 1983 portant code des eaux². Dans la législation actuelle, l'article 53 de la loi n° 05/07 prévoyait avant d'être modifiée une taxe spécifique non déductible relative à l'utilisation d'eau pour assurer une récupération assistée, ce n'est qu'après la promulgation de l'ordonnance n°06-10 modifiant et complétant la loi n°05/07 relative aux hydrocarbures que le législateur Algérien a donné une appellation à cette redevance identique à celle qui est prévue par le décret exécutif n°06-136³. En effet, l'appellation de cette redevance dans l'article 53 modifié est comme suit : « Redevance d'usage à titre onéreux du domaine public *hydraulique par prélèvement d'eau* » .

¹ Rapport annuel SONATRACH 2010, p. 29.

² L'article 139 de la loi n°83-17 du 16 juillet 1983 posait le principe d'imposition de cette redevance en stipulant que « les redevances dues en raison de l'usage à titre onéreux du domaine public hydraulique sont fixées par la loi », JO n° 30 du 16 juillet 1983.

³ Décret exécutif n° 06-126 du 27 mars 2006 fixant les modalités de l'application de la redevance de l'usage à titre onéreux du domaine public hydraulique par prélèvement d'eau pour son injection dans les puits pétroliers ou pour d'autres usages du domaine des hydrocarbures, JO n° 20 du 02 Avril 2006.

Avant de traiter les modalités de calcul de cette redevance (section 3) et les modalités de recouvrement (section 4) il est nécessaire d'étudier les conditions d'utilisation de l'eau par l'opérateur (section 1) et les méthodes de cette utilisation (section 2).

Section 1 : Les conditions d'utilisation de l'eau par l'opérateur

Les conditions d'utilisation de cette ressource en eau sont prévues à l'article 53 de la loi n° 05/07 et dans le décret exécutif n°08-148¹, deux conditions ont un aspect juridique et une condition à plutôt un aspect technique.

Sous Section 1 : les conditions juridiques

La première condition est prévue à l'article 53 susvisée la seconde est prévue par le décret exécutif n°08-148 susvisée

A-l'obligation de prévoir l'utilisation de l'eau dans le plan de Développement

En vertu de l'article 53 de la loi n° 05/07 l'utilisation de l'eau par le ou les opérateurs doit être prévue au plan de développement agréé par l'agence ALNAFT, de ce fait, il est recommandé aux opérateurs de prévoir cette utilisation de l'eau dans le plan de développement pour pouvoir procéder à la récupération assistée, a contrario, si le ou les opérateurs ne prévoient pas dans leurs plans de développement l'utilisation de l'eau, ils pourront pas sur le plan juridique utiliser cette ressource pour assurer une récupération assistée, on remarque que cette disposition est une lacune qui se heurte au principe d'attractivité et de souplesse du régime juridique des activités relatives à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures, car la loi n'est pas explicite sur ce point et elle ne prévoit pas le cas où le ou les opérateurs auront besoin de cette ressource en eau pour l'exploration et qu'ils ne l'avaient pas prévus dans leurs plan de développement.

B- l'octroi d'une autorisation de l'utilisation de l'eau

La seconde condition juridique est l'obtention d'une autorisation d'utilisation des ressources en eau, les conditions et les modalités d'obtention de cette autorisation sont prévues au décret exécutif n° 08-148 susvisé, en vertu de ce dernier, tout opérateur désirant exploiter des ressources en eau pour assurer une récupération assistée doit

¹Décret exécutif n° 08-148 du 21 mai 2008 fixant les modalités d'octroi de l'autorisation d'utilisation des ressources en eau. JO n° 126 du 25 mai 2008.

obtenir une autorisation par l'administration chargée des ressources en eau territorialement compétente.

L'article 3 du décret exécutif n° 08-148 indique que cette autorisation est soumise à une instruction technique effectuée par les services de l'administration chargée des ressources en eau. Cette instruction technique se compose des éléments exhaustifs, parmi lesquels, on trouve la sollicitation de l'avis des structures en charge de l'évaluation et de la gestion intégrée des ressources en eau, à savoir les agences des bassins hydrographiques, dans ce cadre, l'agence ABH Sahara est compétente pour donner son avis pour toute utilisation des ressources en eau pour la récupération assistée dans les gisements pétroliers et gaziers.

D'autres éléments¹ demeurent nécessaires pour la délivrance de cette autorisation. Il s'agit de l'élément relatif à l'obligation du demandeur d'installer des dispositifs de mesure ou de comptage de l'eau prélevée. Cette disposition est stipulée aussi dans le décret exécutif n° 06-126 et fera l'objet d'une étude dans la section relative à la facturation forfaitaire de la redevance d'usage à titre onéreux du domaine public hydraulique.

Sous Section 2 : La condition technique

Cette condition est prévue à l'alinéa 1 de l'article 53 de la loi n° 05-07 modifiée et complétée, en effet, cet article dispose que « Au cas où le plan de développement ..., prévoit l'utilisation d'eau pour assurer une récupération assistée... », Il ressort de cette disposition que l'article limite le champ d'application de l'utilisation de l'eau seulement pour assurer une récupération assistée. En dépit de l'article 5 de la loi n°05-07 modifiée et complétée, la récupération assistée consiste à l'utilisation de méthodes de récupération secondaires et/ou tertiaire pour récupérer des réserves d'hydrocarbures.

Puisque cette récupération combine deux types de récupération², on constate qu'au sens *stricto sensus* de l'article 53, la récupération primaire³ est exclue de l'application de cet article, par conséquent, tout opérateur qui aurait besoin d'une quantité d'eau pour assurer une récupération primaire, se voit heurté par les dispositions de l'article 53, ce

¹ Ces éléments sont mentionnés à l'article 5 du décret exécutif n° 08-148 susvisé.

² À savoir, la récupération secondaire et tertiaire.

³ La récupération primaire consiste en « l'extraction des réserves d'hydrocarbures au moyen des forces naturelles du réservoir ou des mécanismes de drainage de production ».Article 05 de la loi n° 05-07 modifiée et complétée.

qui représente une carence juridique qui peut contrecarrer le principe d'attractivité et de souplesse dans les dispositions juridiques régissant les activités de l'amont pétrolier .

Section 2 : Les méthodes de l'utilisation de l'eau

L'utilisation de l'eau pour assurer une récupération assistée est procédée par plusieurs méthodes, l'injection d'eau est considérée comme la plus répandue dans l'industrie pétrolière (sous section 1), en revanche, les plus grandes quantités d'eau sont utilisées dans l'exploration du gaz non conventionnel (sous section 2).

Sous Section 1 : La méthode d'injection d'eau dans les puits pétroliers

Avant de définir cette méthode il faut rappeler que cette dernière a été prévue dans l'intitulé du décret exécutif n° 06-126 susvisé, en effet, le décret fixe les modalités de l'application de la redevance d'usage à titre onéreux du domaine public hydraulique par prélèvement d'eau pour son injection dans les puits pétroliers ou pour d'autres usages du domaine des hydrocarbures.

Ce décret a non seulement identifié la méthode d'injection d'eau, et règle ainsi une partie de la problématique posée dans le point précédent¹, car les autres usages du domaine des hydrocarbures peuvent comprendre la récupération primaire, de ce fait, le législateur a comblé cette lacune partiellement et il devra ainsi apporter des solutions à la rédaction de l'article 53 de la loi n° 05-07 modifiée et complétée.

Cette méthode est la plus largement utilisée dans les différents types de récupération, son but est « d'éliminer l'eau souvent salée produite avec l'huile, quand sa décharge en surface n'est pas possible .Et d'améliorer la récupération de l'huile par maintien de *pression, ou amélioration du balayage des zones productives* »².

L'opération d'injection d'eau consiste à forer des puits injecteurs ou convertir des puits producteurs en injecteurs³ et a y introduire de l'eau sous pression, d'une part l'eau

¹ Ce point est relatif à la rédaction de l'article 53 de la loi n° 05-07 modifiée et complétée qui exclut de son champ d'application les récupérations autres que la récupération assistée.

² Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel, sous commission production in « Manuel de traitement des eaux d'injection » édition TECHNIP, PARIS 1973, p. 2.

³ A propos de la conversion des forages pétroliers en puits d'eau il faut noter que cette dernière peut créer de graves problèmes à l'environnement, car la société SONATRACH a procédé à la reconversion des forages pétroliers en puits d'eau dans les Wilayas d'El Oued , Illizi, cette conversion qui concernait surtout les forages du continental intercalaire (Albien) était réalisée sans étude préalable par conséquent, cette opération a engendré des situations aussi dangereuses que ; des effondrements de grandes importance , des dégradations de la qualité des eaux de la nappe de complexe Terminal, gonflement des nappes phréatiques avec augmentation de la salinité. à titre

contribue à maintenir la pression de gisement en remplaçant l'huile déjà produite dans les pores de la roche réservoir et d'autre part ; elle balaye la formation productive, ce qui déplace l'huile vers les puits producteurs¹.

L'injection d'eau dans les puits pétroliers peut être effectuée soit par l'eau chaude soit par l'eau froide

A- L'injection d'eau froide

Cette injection intervient après l'injection d'une vapeur, cette dernière qui a l'avantage de transposer par unité de masse une très grande quantité de chaleur, sa température très souvent imposée par la pression du gisement, est plus à celle nécessaire pour atteindre le rapport de mobilité désiré, c'est pourquoi l'injection d'eau froide récupère l'énergie thermique emmagasinée dans la roche, et la température de l'eau chaude obtenue est encore suffisante pour assurer une bonne récupération².

B- L'injection d'eau chaude

Elle est une technique dans la mise en œuvre diffère peu de celle de l'injection d'eau froide. Elle est attrayante, son efficacité de déplacement est moins à celle de l'injection de vapeur, l'eau chaude transporte moins d'enthalpie³, pour ces raisons il est recommandé d'avoir recours à l'injection d'eau chaude lorsque l'injection de vapeur n'est pas applicable, l'eau chaude peut être préférée à la vapeur dans les gisements profonds nécessitant une injection à haute pression⁴.

Sous Section 2 : La méthode d'injection d'eau dans l'exploration

Du gaz non conventionnel

Le gaz non conventionnel ou gaz de schiste (*shale gaz*) nécessite pour son extraction d'importantes quantités d'eau du fait de son emplacement sous le sol et piégé dans des roches argileux. L'Algérie possède de réserves considérables en gaz de schiste ce dernier est sujet de plusieurs débats quant à l'efficacité de son exploitation.

d'exemple le bassin Zeccar est un forage pétrolier converti en puits d'eau dont sa conversion ne répondait pas aux normes et par conséquent il s'est créé une cave avec risque d'effondrement, il fait l'objet d'une surveillance régulière par la SONATRACH. (Note relative aux forages pétroliers convertis en puits d'eau, ABH Sahara).

¹ Denis BABUSIAUX in « *Recherche et production du pétrole et du gaz : réserves, cout, contrats* ». Ouvrage précité, p. 81.

² M.LATIL in : « *Cours de production : Récupération assistée* » Volume 6. Édition TECHNIP, p. 208

³ Grandeur thermodynamique égale à la somme de l'énergie interne et du produit de la pression par le volume cette grandeur est surtout utilisée pour calculer l'énergie échangée lors d'un changement d'un état ou d'une réaction chimique.

⁴ J .BURGER, P.SOURIEAU ,M.COMBARNOUS in : « *Récupération assistée du pétrole : les méthodes thermiques* », Paris 1984, édition TECHNIP, p. 82.

L'exploitation du gaz non conventionnel est relativement liée à une utilisation significative des ressources en eaux notamment par le procédé de la fracturation hydraulique. Cette dernière peut nécessiter un apport d'eau considérable¹.

A- Le procédé de la fracturation hydraulique

Pour extraire le gaz emprisonné dans les schistes, une solution composée d'eau de sable et d'un mélange de plusieurs additifs chimiques est ensuite injectée sous des hautes pressions afin de fissurer la roche, les matières granulaires font éclater les fissures pour éclater le gaz.

Cette fracturation hydraulique nécessite une quantité d'eau considérable, dans certains pays tels que le Canada, 2000 m³ à 10.000 m³ d'eau sont nécessaire à la fracturation de la roche, sans prendre en considération le nombre de fracturation qui sera effectué pour chaque puits, de même que le nombre de puits par site².

Sous Section 3 : Les impacts environnementaux de la méthode de Fracturation hydraulique

L'exploration et l'exploitation du gaz de schiste par le procédé de fracturation hydraulique suscite beaucoup d'interrogations notamment sur le plan environnemental, étant donné que l'eau injecté mélangé avec des additifs chimiques pourra infecter les nappes phréatiques, de ce fait, les quantités d'eau utilisées ne doivent pas être réintroduites sans traitement dans le bassin hydrographique.

Peu de données sont disponibles sur les risques que comporte cette technologie de plus en plus sophistiquée puisqu'elle n'a pas fait l'objet d'évaluation indépendante permettant de mesurer les impacts environnementaux³.

En Algérie, l'exploitation du gaz de schiste lui permettra de doubler ses recettes d'exportation de gaz. Dans ce cadre, la société SONATRACH et le groupe Eni Algérie ont procédé le 28 avril 2011 à la signature d'un accord de coopération dans le domaine de l'exploitation et le développement des gaz de schistes en Algérie⁴. Plusieurs experts et spécialistes dans ce domaine recommandent l'utilisation de l'exemple Américain pour cette exploitation du gaz schisteux, d'autant plus que le gaz de schiste en Algérie

¹ L'ABC des gaz de schiste. Office national de l'énergie.

² Conférence régionale des élus de la Montérégie Est in : « L'exploration et l'exploitation des gaz de schiste en Montérégie Est », Septembre 2010, p. 22.

³ Conférence régionale des élus de la Montérégie Est in : « L'exploration et l'exploitation des gaz de schiste en Montérégie Est », op.cit, p. 4.

⁴ www.sonatrach.dz/presse .

se trouve dans le grand Sahara, contrairement à d'autres pays¹ où il se trouve dans des zones urbaines².

Le souci environnemental évoque aussi la question des techniques utilisées pour l'extraction du gaz de schiste, la méthode de fracturation est contestée du fait qu'elle est menaçante pour les nappes phréatiques, car les eaux souterraines une fois contaminées elles sont plus difficiles à dépolluer que les eaux superficielles, et les conséquences peuvent se prolonger pendant des décennies, une contamination peut les rendre inutilisable de façon irréversible³. C'est pour cette raison que certains pays européens telle que la France, ont interdit la méthode de fracturation hydraulique utilisée pour le procédé d'extraction⁴. En outre, le législateur français a même abrogé des permis de recherche⁵ ayant recours à cette technique contestée.

Ce qu'il faut retenir de l'enjeu de cette exploitation dans le futur demeure dans le cadre juridique et fiscal qui doit être adapté aux conséquences périls de cette exploitation, à ce titre le législateur Algérien doit prendre en considération à la fois le cout de cette exploitation notamment les quantités d'eau qui peuvent être utilisées, ainsi que les couts environnementaux. La rentabilité de l'exploitation du gaz schisteux doit être étudié, car aux Etats Unies, là où l'activité est la plus développée, des doutes sur la rentabilité de gaz de schiste se sont exprimés récemment, malgré que ces états ont des réserves prouvées leur assurant potentiellement de satisfaire leur besoins pendant 110 ans⁶.

Section 3 : Les modalités de calcul de la redevance d'usage à titre Onéreux du domaine public hydraulique

La redevance d'usage à titre onéreux du domaine public hydraulique est calculée selon les dispositions du décret exécutif n°06-126, ce dernier prévoit deux modes de calcul il s'agit d'un calcul la règle générale (sous section 1) et un calcul exceptionnel ou encore

¹ Tel que le Canada.

² Workshop relatif à l'exploitation du gaz de schiste. CCO, Oran le 27 février 2012.

³ OIE. Unesco. Académie de l'eau in : « *Vers une gestion concertée des systèmes aquifères transfrontaliers* ». Aout 2011.

⁴ Loi n° 2011.835 du 13/07/2011 visant à interdire l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherches comportant recours à cette technique. JO du 14 juillet 2011.

⁵ IL s'agit des permis d'exploration de gaz de schiste accordés à la société Total à Montélimar, et à la compagnie Américaine Schuepbach en Ardèche et dans le Larzac.

⁶ Département Américain de l'énergie.

appelé calcul par facturation forfaitaire (sous section 2) qui suscite beaucoup d'interrogations.

Sous Section 1 : le calcul selon la règle générale

L'article 53 de la loi n° 05-07 ainsi que l'article 100 de la loi n° 02-11 portant loi de finances pour 2003¹ modifié et complété par l'ordonnance n°05/05 portant loi de finances pour 2005² stipulent que le montant de cette redevance est fixé à 80 Da par mètre cube d'eau prélevé, notant que l'article 53 a été modifiée par l'amendement de 2006. En effet, l'article modifié supprime l'alinéa 4 de l'ancienne rédaction³ puisque il stipule dans le troisième alinéa que « ...ladite taxe est soumise à indexation selon les formules spécifiques à l'activité... » . En outre le législateur ajoute une disposition relative à la convention signée entre l'agence du bassin hydrographique Sahara et l'agence ALNAFT et laisse le champ libre pour les deux agences d'insérer des clauses visant à renforcer la coordination entre eux en matière de paiement de la redevance et du contrôle des quantités d'eau utilisées⁴.

Et puisque l'article 53 de la loi ° 05-07 modifiée et complétée ne prévoit pas les modalités de calcul de cette redevance il convient de se référer aux dispositions du décret exécutif n°06-126, ce dernier stipule que la redevance est calculée selon les dispositifs de comptage installés par les services de l'ABH Sahara, le montant est fixé à 80Da par m3 utilisé, en plus de processus d'indexation spécifique à l'activité, il est à noter que dans le cadre de la législation antérieure, on appliquait l'arrête interministériel qui fixait le montant de la redevance à 75 Da le m3⁵. La facturation des montants dus par les usagers au titre de cette redevance est trimestrielle⁶ .

Dans la législation comparé et notamment en droit Canadien, toute utilisation d'un volume d'eau pour les activités d'extraction de pétrole et de gaz est assujetti au paiement d'une redevance dont le taux est fixé à 0.07 \$ par mètre cube⁷.

¹ Loi n° 02-11 du 24 décembre 2002 portant loi de finances pour 2003. JO n° 86 du 25 décembre 2002.

² Ordonnance n° 05-05 du 25 juillet 2005 portant loi de finances complémentaire pour 2005, JO n° 52 du 26 juillet 2006.

³ Voir article 53/4 avant sa modification par l'ordonnance n° 06-10.

⁴ Car le texte prévoit dans sa rédaction le terme notamment « ...une convention...définit, notamment... »

⁵ Arrêté interministériel MEM/MEAT n°138 du 02/12/1998 portant sur la facturation de l'eau utilisée dans l'activité pétrolière.

⁶ Article 6 du Décret exécutif n°06-126 susvisé.

⁷ Article 5 du décret n° 1017.2010 portant règlement sur la redevance exigible pour l'utilisation de l'eau, Gazette officielle du Québec, 15 décembre 2010, n° 50.

Sous Section 2 : Le calcul exceptionnel par facturation forfaitaire

Ce calcul représente la dérogation à la règle générale qui prend en considération dans le calcul de la redevance des installations de comptage, le cadre juridique qui instaure ce type de facturation est l'article 4 du décret exécutif n° 06-0126 susvisé, cet article prévoit deux cas pour l'application de la facturation forfaitaire, le premier cas est relatif à l'absence de dispositif de comptage installé par l'ABH, alors que le second cas est plutôt relatif aux difficultés d'accès à ces installations, le dernier alinéa de cet article confie les modalités de cette facturation forfaitaire au pouvoir du ministre chargé des ressources en eau, en effet, il s'agit de l'arrêté ministériel du 24 septembre 2006 fixant les modalités techniques de la facturation forfaitaire de la redevance due en raison de l'usage à titre onéreux, du domaine public hydraulique par prélèvement d'eau pour son injection dans les puits pétroliers ou pour d'autres usages du domaine des hydrocarbures¹.

L'assiette de la facturation forfaitaire est constituée par le volume d'eau prélevée sur le domaine public hydraulique exprimé en m³ et déterminé à partir d'une estimation arrêtée par l'agence ABH.

Pour que l'agence ABH territorialement compétente effectue cette estimation du volume d'eau prélevé, elle doit préalablement, arrêter le débit horaire maximal de l'installation de captage et son temps de fonctionnement².

A- Le débit horaire maximal

Cet élément est estimé en fonction de deux indices fixés par l'article 4 de l'arrêté susvisé :

1- le premier indice est relatif aux renseignements sur les caractéristiques de l'installation de pompage fournis par l'utilisateur ou par le constructeur de la pompe et la hauteur manométrique de refoulement correspondante et la courbe caractéristique du débit de la pompe en fonction de la hauteur manométrique de refoulement³.

2- le deuxième indice est relatif à l'activité de l'utilisateur et l'évaluation des besoins en eau qui en découlent⁴. La raison de détermination de l'activité de l'utilisateur est que la facturation forfaitaire n'est pas prévue que dans l'usage des hydrocarbures, on la trouve

¹ JO n°84 du 24 décembre 2006.

² Article 2 de l'Arrêté ministériel susvisé.

³ Article 4 paragraphe 1 de l'arrêté susvisé.

⁴ Article 4 paragraphe 2 de l'arrêté susvisé.

aussi dans l'usage industriel touristique et de services¹, par conséquent, l'agence ABH territorialement compétente, doit déterminer la nature d'activité des usagers qui utilisent le domaine public hydraulique.

On remarque l'omission d'un autre élément qui nous paraît nécessaire pour l'obtention du débit horaire maximal, il s'agit de l'unité de mesure de pression d'eau injectée (bar).

B- Le temps de fonctionnement de l'installation de captage

Cet élément est obtenu en multipliant le nombre de jours de prélèvement d'eau par le nombre d'heures de fonctionnement journalier de l'installation de captage le nombre d'heures de fonctionnement journalier de l'installation de captage ².

Le volume d'eau prélevé est obtenu en multipliant le débit horaire maximal par le temps de fonctionnement journalier maximal et le nombre de jours d'activité. ³

La différence entre la redevance calculée selon la règle générale et celle calculée forfaitairement est que la première est réglée trimestriellement⁴, alors que la seconde est réglée annuellement⁵.

Il faut noter bien que le décret exécutif prévoit cette facturation forfaitaire, cette dernière ne pourra être appliquée dans l'usage de l'eau dans le secteur pétrolier et ceci pour de plusieurs raisons la principale c'est qu'en pratique les opérateurs pétroliers doivent utiliser d'importantes quantités d'eau pour la récupération assistée ou pour d'autres usages du domaine des hydrocarbures⁶. De ce fait, une facturation forfaitaire pourra avoir un impact néfaste sur l'impact budgétaire de l'état et de l'agence ABHS, ainsi que cette facturation forfaitaire ne reflète pas la réalité concrète de volume d'eau utilisé par les opérateurs, de même qu'on ne peut imaginer des opérateurs dans le secteur pétrolier qui ne disposent pas des installations de comptage.

¹ L'usage du domaine public hydraulique pour l'usage industriel touristique et de service est régi par le décret exécutif n° 06-142 du 26 Avril 2006 fixant les modalités d'application de la redevance d'usage à titre onéreux du domaine public hydraulique pour l'usage industriel, touristique et de services, JO n° 27 du 27 Avril 2006.

² Article 5 de l'arrêté susvisé.

³ Article 6 de l'arrêté susvisé.

⁴ Article 5 du décret exécutif n° 06-126 susvisé.

⁵ Article 7 de l'arrêté du 24 septembre 2006 susvisé.

⁶ À titre d'exemple durant l'exercice 2004, la société SONATRACH a injecté 50.351.989 M3 d'eau dans différents bassins ; 26.623.932 M3 dans le bassin Berkine, 11.645.109 M3 dans le bassin Hassi Massoud, 9.488.705 M3 dans le bassin Illizi, 2.594.243 M3 dans le bassin Oued Mya. Au total 24.966.633M3 par SONATRACH en effort seule et de 25.385.356 M3 par SONATRACH en association. Source : colloque international sur les ressources en eau souterraines en Sahara in « L'exploitation des ressources hydriques dans l'activité pétrolière », Ouargla 12 décembre 2005.

Dans ce contexte, la convention actuelle signée entre l'agence ABHS et SONATRACH prévoit que cette dernière aura l'obligation de transmettre mensuellement à l'agence ABHS les quantités d'eau utilisées par les opérateurs.

Section 4 : Les modalités de recouvrement

La redevance d'usage à titre onéreux du domaine public hydraulique est collectée par l'agence ABH Sahara, après que certaines obligations soient remplies par cette dernière et par les usagers du domaine public hydraulique (sous section 1), en outre, avant l'étape de recouvrement les quantités d'eau utilisées doivent être contrôlées (sous section 2)

Sous Section1 : Les obligations déclaratives des usagers et De l'agence ABH Sahara

À des fins de calcul de cette redevance, le décret exécutif n° 06-126 susvisé, apporte des obligations aux usagers ainsi qu'à l'agence chargée de recouvrement (ABHS).

A- Les obligations déclaratives des usagers

L'article 3 du décret exécutif n° 06-126 apporte deux obligations qui incombent aux usagers du domaine public hydraulique

1-la première obligation est relative à la déclaration nécessaire pour le calcul de la redevance, à ce titre, les usagers qui disposent et exploitent des ouvrages et installations de prélèvement d'eau dans le domaine public hydraulique pour son injection dans les puits pétroliers sont tenus de présenter avant le 31 mars de chaque année à l'agence ABH Sahara, les besoins prévisionnels en eau pour l'année suivante¹.

2- la deuxième obligation impose aux usagers de faciliter l'accès aux installations de comptage du prélèvement d'eau aux agents de l'agence chargés de la mesure des volumes d'eau prélevées, cette obligation montre que les besoins prévisionnels ne reflètent pas l'exactitude des quantités d'eau prélevées, donc il convient de prendre des mesures de comptage sur site pour facturer la redevance.

¹Article 3 paragraphe 1 du décret exécutif n° 06-126 susvisé.

B- L'obligation de l'agence ABH Sahara

Elle est créée par le décret exécutif n° 96-283, elle est placée sous la tutelle du ministre chargée de l'hydraulique, le bassin hydrographique Sahara se subdivise en 4 sous unités à savoir ; le Chott Melhrir¹, Sahara septentrional², Hoggar tassili³, Saoura Tindouf⁴.

Cette agence est chargée de recenser tous les usagers qui effectuent des prélèvements d'eau dans le domaine public hydraulique pour son injection dans les puits pétroliers ou pour d'autres usages du domaine des hydrocarbures⁵, ce recensement vise à établir une carte d'identification des usagers des ressources en eau, ce recensement lui permettra de tracer un plan de développement de sa stratégie dans la gestion des ressources en eau et à protéger l'environnement.

L'agence doit facturer et recouvrer auprès des usagers les montants dus au titre de la redevance ce rôle de collecteur confié à l'agence ABH Sahara trouve son origine dans l'ordonnance n° 05-05 portant loi de finances complémentaire pour 2005, en effet l'article 19 de cette ordonnance stipule que « *...les agences de bassins hydrographiques, sont chargées chacune sur son territoire de compétence, de collecter cette redevance...* ». Ce rôle de collecte confié à cette agence lui permettra de prélever un pourcentage du montant collecté pour le financement de cette agence. À cet effet, une partie de la redevance collectée, hors cout de son recouvrement pourra être utilisé pour financer les actions, telles que la planification, le développement de la gestion intégrée des ressources en eau, la sensibilisation des usagers aux économies de l'eau⁶.

Sous Section 2 : Le contrôle des quantités utilisées

En vertu de l'article 53/4 de la loi n° 05/07⁷, l'agence ALNAFT est compétente en matière de contrôle des quantités d'eau utilisées, cette compétence devrait être confiée à l'agence ABH Sahara, du fait qu'elle a l'attribution de recenser les usagers des ressources en eau et d'installation de dispositifs de comptage en vertu de l'article 2 du décret exécutif n° 06-126 susvisé, aussi bien qu'elle est chargée de la facturation et du

¹ Superficie de 68.750 Km2.

² Superficie de 600.000 Km2, il comprend deux aquifères importants qui sont la nappe de Continental Intercalaire et le Complexe Terminal.

³ Superficie de 556.100 Km2

⁴ Superficie de 161.140 Km2.

⁵ Article 2 paragraphe 1 du décret exécutif n°06-126 susvisé.

⁶ www.oieau.org/ Appui institutionnel sur les redevances des Agences de Bassin.

⁷ Article 53/4 dispose que « ...l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures, se charge du contrôle des quantités utilisées et s'assure du paiement par l'opérateur de cette taxe spécifique... » .

recouvrement de la redevance, de ce fait, le législateur Algérien ne devrait pas confier à l'agence ALNAFT la mission de contrôle des quantités d'eau utilisées, car cette disposition peut créer une situation de conflits d'intérêts entre les deux agences.

Un autre point qui demeure important dans ce passage, il s'agit de la convention qui doit être signée entre les deux agences¹, prévue au dernier alinéa de l'article 53 susvisé. Cette convention est actuellement conclue entre l'ABH Sahara et la SONATRACH, cette convention était conclue avant la promulgation de la loi n° 05-07 du fait que l'utilisation du domaine public hydraulique était prévue dans le secteur pétrolier, mais suite à la création de l'agence ALNAFT chargée de la mission de régulation des activités recherche et exploitation des hydrocarbures et vu que cette dernière était de création nouvelle et n'avait pas l'expérience requise, les deux agences ALNAFT et ABH Sahara ont décidé de garder les dispositions de la convention signée entre la SONATRACH et l'ABHS, c'est qu'à l'expiration de cette dernière que l'agence pourra substituer la SONATRACH dans cette convention.

L'article 53/4 susvisé laisse le champ libre aux parties de cette convention d'insérer des clauses visant à renforcer le rôle de coordination entre les deux agences, parmi ces clauses qui sont prévues à cet article, on trouve les modalités et conditions de paiement par l'ABH à ALNAFT, les honoraires de prestations de service en matière de relève et de contrôle des quantités d'eau utilisées, cette disposition montre que l'agence ABH Sahara n'a pas le droit d'accéder aux champs pétroliers pour prélever les mesures de comptage des quantités d'eau utilisées, il conviendra à la société SONATRACH au titre de la convention signée entre les deux agences de prélever ces mesures et de les notifier à l'agence ABHS².

Sous Section 3 : Le Paiement de la redevance

En vertu de l'article 6 du décret exécutif n° 06-126 les usagers de cette ressource disposent, pour le règlement de cette redevance, d'un délai d'un mois à compter du jour de dépôt de leur déclaration trimestrielle.

En cas de non paiement dans ces délais, l'agence ABHS met en demeure l'utilisateur de procéder au règlement des sommes dues, dans le cas où le ou les usagers ne s'acquittent

¹ ALNAFT et ABH Sahara.

² Entretien téléphonique avec les services de calcul de la redevance d'usage à titre onéreux du domaine public hydraulique, agence de bassin hydrographique Sahara. Le 15 Mars 2012.

pas des factures émises par l'ABHS au titre de trois trimestres consécutifs, le droit de prélèvement peut être révoqué par l'administration compétente, sans préjudice des actions juridictionnelles engagées à l'encontre de l'utilisateur¹.

Dans la législation comparée et notamment en droit Canadien, le retard de paiement de la redevance dans les délais prescrit entraîne une majoration d'un pourcentage de 7% du montant de la redevance non versée dans le cas où le retard n'excède pas sept (7) jours et de 11% si le retard excède 7 jours sans excéder 14 jours, et 15% de ce montant dans les autres cas, ces intérêts sont versés au fonds vert pour assurer la gouvernance de l'eau².

L'agence ABHS doit procéder au reporting à l'agence ALNAFT, ce n'est qu'à travers ce reporting relatif au paiement des opérateurs de la redevance d'usage à titre onéreux du domaine public hydraulique, que l'agence ALNAFT pourra s'assurer du paiement de cette redevance, considérant cette dernière comme protecteur des intérêts nationaux en matière de gestion des ressources en hydrocarbures et des intérêts de finances de l'état.

Après avoir collecté la redevance par l'agence ABHS, cette dernière procède au recouvrement par l'établissement des ordres de virement, le montant de la redevance collecté sera affecté à raison de :

48% au profit du budget de l'état

48% au profit du compte d'affectation spéciale n° 302.079 intitulé « Fonds national de l'eau potable ».

4% au profit de l'agence chargée de recouvrement³.

La loi de finances pour 2013, a modifié le mode de répartition du montant de la redevance en privant l'agence chargée de recouvrement de son pourcentage fixé à 4%.

Le montant de la redevance sera désormais affecté à raison de :

50% au profit du budget de l'état

50% au profit du compte d'affectation spéciale n° 302.079 intitulé « Fonds national de l'eau potable ».⁴

¹ Article 8 du décret exécutif n° 06-126 susvisé.

² Article 10 du décret n° 1017.2010 portant règlement sur la redevance exigible pour l'utilisation de l'eau, op.cit.

³ Article 20 de l'ordonnance n° 05-05 portant loi de finances complémentaire pour 2005, précité.

⁴ Article 100 de la loi n° 12-12 du 26 décembre 2012 portant loi de finances pour 2013. JO n° 72 du 30/12/2012.

Il est à noter que le pourcentage affecté à l'agence chargée de recouvrement de la redevance due en raison de l'usage à titre onéreux du domaine public hydraulique pour son usage industriel touristique et de services est de 12%¹.

Il résulte de l'étude de ce titre que le montant de la redevance doit être revu à la hausse notamment si l'Algérie développe l'exploitation du gaz de schiste qui nécessite des quantités d'eau considérables. De ce fait, le cadre juridique et fiscal doit être adapté aux conséquences périls de cette exploitation, par conséquent le cout de cette redevance doit couvrir à la fois le cout de cette exploitation notamment les quantités d'eau qui peuvent être utilisées, ainsi que les couts environnementaux.

Le caractère domanial de ces prélèvements fiscaux est le corolaire du principe de propriété de l'Etat du sol et du sous sol. A l'issue de ce principe, toute occupation des biens de la collectivité nationale par l'opérateur est assujettie au paiement de certaines taxes qui sont calculées selon des principes propres à ce type d'activité. La finalité de ces taxes telle que la taxe superficielle est de booster l'opérateur à rendre rapidement le ou les gisements et d'écarter les faibles investisseurs. Le montant de Ces prélèvements versé au trésor public est en évolution notamment pour la redevance sur la production dont son montant s'est établi à 769 Milliards de dinars en 2010, contre 617 Milliards de dinars en 2009, marquant une hausse de 24%.²

Par ailleurs, il existe certains prélèvements de la fiscalité de l'amont pétrolier qui ont le caractère purement fiscal. Ils frappent le revenu pétrolier et les bénéfices réalisés dans la période d'exploitation des hydrocarbures.

¹ Article 49 de la loi n° 09-09 du 30 décembre 2009 portant loi de finances pour 2010. JO n° 78 du 31 décembre 2009.

² Rapport annuel SONATARCH 2010, p. 29

TITRE II
LES PRÉLÈVEMENTS À CARACTÈRE PUREMENT FISCAL

La spécificité du régime fiscal de l'Amont pétrolier réside dans sa diversité et sa complexité. En effet, certains prélèvements ont un caractère purement fiscal car ils frappent directement le revenu des activités de recherche et d'exploitation des hydrocarbures, ces prélèvements jouissent d'une technicité dans leur mode de calcul, tel est le cas pour la taxe sur le revenu pétrolier dont le calcul est lié à certains éléments de la redevance sur la production (chapitre 1). D'autres impôts sont conçus afin d'encourager les contractants à l'investissement dans l'aval pétrolier et dans les autres activités prévues par la loi n° 05/07, tel est le cas pour l'impôt complémentaire sur le résultat qui s'apparente à l'impôt sur les bénéfices des sociétés dans la fiscalité de droit commun (chapitre 2). Considérant que l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures nécessitent un savoir faire et un progrès technologique de grande envergure, le ou les contractants, peuvent transférer ou céder entre eux, les droits et obligations issus du contrat de recherche et ou d'exploitation, cette opération de cession ou de transfert est assujettie au paiement d'un droit spécifique similaire au droit de mutation dans la fiscalité ordinaire (chapitre 3). L'amendement de la loi n°05/07 en 2006 a fait naître une taxe sur les profits exceptionnels réalisés par les associés de la SONATRACH dans le cadre des contrats d'association conclus sous l'ère de la loi n° 86-14 (chapitre 4).

CHAPITRE 1

LA TAXE SUR LE REVENU PÉTROLIER

Cette taxe est nouvelle dans le régime fiscal de l'amont pétrolier puisqu'elle n'existait pas dans la législation antérieure. Elle frappe le revenu pétrolier extrait de chaque périmètre d'exploitation, c'est une taxe annuelle réglée par acomptes mensuels. Elle est connue dans plusieurs législations internationales. En Grande Bretagne, elle est créée en 1975 afin d'accélérer et garantir les recettes budgétaires¹. En Algérie, cette taxe est prévue pour diversifier les rentrées de l'Etat, elle s'apparente à un impôt sur le revenu dans le cadre de la fiscalité de droit commun, avec des particularités dans la détermination du bénéfice imposable ; l'autre caractéristique de cette taxe sur le revenu pétrolier est qu'elle est intimement liée à la redevance, du fait que la base utilisée pour le calcul de l'acompte TRP d'un mois donné est celle qui a servi pour le calcul de la

¹ G.MONTAGNIER.in "*La fiscalité pétrolière dans l'union européenne*" : le cas de la Grande Bretagne .
www.EXTpdf.com/fiscalité-pétrolière-pdf.html.

redevance du mois précédent¹. Avant de traiter la liquidation annuelle de la TRP (section 2), on commencera par le calcul des acomptes mensuels (section 1). Le recouvrement de la TRP sera traité dans la troisième section.

Section 1 : Les modalités de calcul des acomptes mensuels

La taxe sur le revenu pétrolier est réglée en acomptes mensuels avant d'être liquidée annuellement. Sa spécificité dans la législation Algérienne est qu'elle soit calculée sur la base du chiffre d'affaires réalisé, mais puisque ce dernier est considérable dans l'industrie pétrolière, sa détermination connaît un mécanisme particulier ; elle se fait par application du principe d'enclos fiscal² (*Ring Fence*). Selon ce principe, l'imposition des sociétés pétrolières ne se fait pas sur l'ensemble de leurs opérations de façon consolidée comme en droit commun. Pour ces sociétés, l'imposition se fera par sphère foncière d'intervention. Il sera pris en compte que le chiffre d'affaires réalisé dans un périmètre donné. La conséquence de ce principe est que les pertes issues d'un gisement ne sont pas imputables sur les bénéficiaires d'autres gisements.³ Les modalités de calcul des acomptes TRP sont définies par voie réglementaire, cette opération doit être appliquée par la déduction de certains éléments prévues par la loi, une fois faite, on procèdera à la détermination de la TRP par l'application des taux prévus à l'article 87 de la loi n° 05/07. En effet le calcul d'un acompte TRP se fait par déduction de certains éléments pour une durée déterminée et par rapport aux zones où se trouvent le ou les gisements et puisque la durée des investissements diffère d'une zone à l'autre, il est nécessaire de distinguer entre les tranches annuelles des investissements réelles et les tranches qui ne sont que des prévisions d'investissement. Les tranches annuelles d'investissement réelles sont celles qui précèdent l'année pour laquelle l'acompte TRP est dû, alors que les prévisions d'investissement concernent l'année pour laquelle l'acompte TRP est dû. Ces prévisions sont nécessaires pour le calcul d'un acompte TRP, car à la liquidation annuelle de la TRP on aura des tranches annuelles d'investissements qui sont réelles. En revanche, pour le calcul d'un acompte TRP

¹ Article 02 du décret exécutif n° 07-130 DU 07 mai 2007 fixant les modalités de calcul des montants des règlements mensuels provisoires valant acomptes sur la taxe sur le revenu pétrolier JO n° 30.

² C'est la traduction de l'expression anglo-saxonne *Ring Fence*. TIRAD (JM) in : « *La fiscalité des sociétés dans la CEE* », 2ème éd. Paris : La Villeguerin, 1989, p. 93.

³ A.L.DIKOUNE in : « *La fiscalité pétrolière dans les états membres de la CEMAC* », ouvrage précité, p. 182.

mensuel, on ne peut pas connaître la tranche réelle d'investissement et par conséquent, le calcul de la TRP mensuel se fera sur la base d'une prévision annuelle.

1- Prévision d'investissements recherche et développement: ces prévisions sont faites par périmètre, elles sont variables d'un périmètre à l'autre, ces prévisions sont celles de l'année de calcul des acomptes mensuels. Elles doivent être disponibles au plus tard fin décembre, puisqu'elles sont nécessaires à la déclaration du mois de janvier au plus tard le 24 janvier, elles sont approuvées par les organes de gestion et/ou l'agence ALNAFT¹. Il est à noter que ces investissements ne doivent en aucun cas inclure les intérêts et les frais généraux², elles sont transmises par Activité Amont/ Direction Finances et planification.

2-Prévision d'investissement de récupération assistée: les dispositions relatives au point précédant sont applicables pour les prévisions d'investissement de récupération assistée, la divergence qui existe entre ces deux types d'investissements demeure dans le pourcentage pour lequel les tranches annuelles d'investissement sont augmentées pour les besoins de calcul de la TRP. Ce pourcentage appelé « Uplift » couvre les coûts opératoires.

3-Prévision de frais de formation des ressources humaines nationales: elles sont celles de l'année de calcul des acomptes mensuels, elles sont dues par périmètres et elles doivent être disponibles au plus tard à la fin décembre puisqu'elles sont nécessaires à la déclaration du mois de janvier au plus tard le 24 janvier, elles sont transmises par SONATRACH activité Amont Direction Finances et planification, il s'agit des frais de formation des ressources humaines nationales qui peuvent être de manière raisonnable rattachés directement aux activités relatives aux périmètres en relation avec l'exécution des opérations relevant du contrat entre SONATRACH et ALNAFT, que cette formation soit dispensée en Algérie ou à l'étranger.

4- Rémunération mensuelle des associés: cette information concerne seulement les périmètres en association, cette rémunération de chaque périmètre globalement pour tous les associés du périmètre, elle est fournie en terme physique³, elle doit être disponible avant le 15 de chaque mois, elle est transmise par Activité Amont/ division Association/ direction partage de production, il faut noter qu'en réalité, la rémunération des associés est un agrégat annuel qui ne peut être compris qu'annuellement, donc ces

¹ Procédure fiscale 2007, précitée. P. 86.

² Article 86 alinéa 6 de la loi n° 05/07 modifiée et complétée.

³ Pétrole brut en barils .Gaz naturel en mmbtu. Condensât en tonnes .GPL en tonnes.

chiffres mensuels sont une estimation faite pour des raisons de calcul des acomptes mensuels de la TRP et afin d'éviter de grands écarts entre la somme des acomptes mensuels de la TRP et sa liquidation annuelle.

5- L'impôt sur la rémunération des associés : cet impôt est calculé sur la base de la rémunération mensuelle valorisée au prix fixé conformément au contrat de partage de production. En effet, l'article 102/3 de la loi n° 05/07 stipule que: "*le revenu pétrolier est la valeur de la production calculée... et diminuée de ... -l'impôt sur la rémunération payée par SONATRACH s.p.a pour le compte de son associé étranger conformément à la loi n° 86/14 ...*" elle doit être disponible avant le 15 de chaque mois et transmise par activité Amont/Division Association/Direction partage de production.

Il faudra aussi connaître les quantités de gaz naturel achetées, par périmètre.

Sous Section 1 : Le calcul des déductions

Le calcul de la taxe sur le revenu pétrolier se fait suite au calcul de la base de la redevance, le décret exécutif n° 07-130 confirme cette règle déjà évoquée à l'article 87 de la loi n° 05/07, c'est la base de la redevance mensuelle "définitive" qui servira au calcul des versements mensuels.

Les déductions autorisées se composent pour les périmètres SONATRACH en effort seule de : la redevance, les tranches annuelles d'investissements de développement de recherche et de récupération assistée, les provisions pour faire face aux coûts d'abandon et/ou restauration, les frais de formation des ressources humaines, le coût d'achat du gaz pour la récupération assistée. Pour les périmètres en association, on ajoute la rémunération de l'associé étranger payée par la SONATRACH et l'impôt sur la rémunération tels que défini par l'article 102 de la loi n° 05/07.

Les modalités de calcul de déductions (C) sont prévues par le décret exécutif n° 07/147 qui fixe aussi bien la nature des investissements déductibles de l'assiette de la TRP (B), que les conditions de leur déduction (A).

A Les conditions de déductions

Les déductions sont énoncées dans l'article 2 du décret exécutif 07/147, et sont au nombre de deux.

Ces investissements doivent être en premier lieu rattachés aux activités de recherche et de développement réalisées dans le périmètre d'exploitation, y compris la quote-part éventuelle des coûts d'investissements communs imputés audit périmètre d'exploitation,

lorsque le traitement de la production, ou d'autres opérations qui y sont liées, se font dans des installations communes situées dans un autre périmètre d'exploitation.

Par ailleurs, ces coûts d'investissements doivent être rattachés à des investissements figurant au programme annuel d'investissement et le budget correspondant ainsi que ceux déjà réalisés dans les périmètres d'exploitation existants mentionnés à l'alinéa 2 de l'article 105 de la loi n° 05/07¹ et approuvés par l'agence ALNAFT.

B- La nature des investissements

Elle est définie à l'article 3 du décret n° 07/147 du 20 mai 2007 fixant la nature des investissements de recherche et de développement déductibles des hydrocarbures de l'assiette de la taxe sur le revenu pétrolier, qui stipule que ces investissements doivent être conformes à certaines définitions présentées à titre exhaustif². Parmi ces derniers on notera à titre d'exemple: l'acquisition, le traitement et l'interprétation des informations géologiques, géophysiques et géochimiques pour les besoins de la confirmation, la délinéation, l'appréciation et le développement des accumulations des hydrocarbures dans le périmètre contractuel; La conception, l'engineering, l'achat, le remplacement assemblage, la mise en service, la construction, le couplage ou l'installation des têtes de puits ; l'achat ou la location de technologie, y compris les équipements informatiques et les logiciels dans la mesure où cette technologie est utilisée pour les activités du périmètre d'exploitation ou celles en rapport avec celui-ci. On constate que ce dernier point est similaire à la location de la technologie utilisée pour les opérations de façonnage, et par conséquent, s'il s'agit d'un même opérateur qui opte pour l'investissement de recherche et de développement et les investissements relatifs aux activités prévues dans le décret 07-148 et utilise la même technologie, cette dernière va être déduite en deux fois³.

Il faut noter que ces investissements ne doivent en aucun cas inclure les intérêts et les frais généraux⁴. C'est une disposition qui est identique à celle relative aux

¹ Ce sont les travaux déjà réalisés durant la période de trois ans avant la date de conclusion du contrat parallèle.

² Pour plus de détails voir l'article 3 du décret exécutif n°07/147 précité.

³ Puisque l'acquisition ou la location de toute technologie nécessaire, est prévue dans le décret exécutif n° 07/048 fixant la nature des investissements à prendre en considération dans le calcul du coût de façonnage déductible de l'assiette de la redevance, comme elle est prévue aussi dans le décret exécutif n° 07/147 précité.

⁴ Article 86/6 de la loi n° 05/07 relative aux hydrocarbures, et l'article 4 du décret exécutif n° 07/047 susvisé. Il est entendu par frais généraux, le coût des services managériaux et opérationnels qui ne peuvent être, de manière raisonnable rattachées directement aux activités relatives aux périmètres en relation avec l'exécution des opérations relevant du contrat entre SONATRACH et ALNAFT. Ces

investissements à prendre en considération dans le calcul du coût de façonnage déductible de l'assiette de la redevance¹.

C- Les modalités de calcul des déductions

1- Le calcul des tranches d'investissement de recherche et de développement

L'objectif ici est de déterminer une tranche mensuelle d'investissement recherche et développement déductible pour chaque périmètre. Pour les calculs qui suivent en cas de chevauchement du périmètre sur plusieurs zones, il y a lieu de considérer la zone dominante du point de vue superficie².

Pour obtenir cette tranche mensuelle il faut calculer le cumul des années réelles d'investissements ; 4 années réelles si le périmètre est en zone A ou B ; 7 années réelles si le périmètre est en zone C ou D³. Et ajouter la prévision d'investissement de l'année pour laquelle le calcul est fait (par exemple la prévision 2010 si on est entrain de calculer un acompte TRP pour un mois de 2010). Enfin, le cumul obtenu précédemment est multiplié par un taux de tranche fixé à 20% en zone A ou B et 12,5% en zone C ou D . A la fin, on doit ajouter un taux d'Uplift⁴ au résultat qui est de 15% en zone A ou B et 20% en zone C ou D.

La tranche mensuelle est obtenue en divisant le résultat précédant par 12⁵.

2-Le calcul des tranches d'investissement de récupération assistée:

On entend par récupération assistée toute utilisation de méthodes de récupération secondaire et/ou tertiaire pour récupérer des réserves d'hydrocarbures. La récupération secondaire consiste en l'extraction additionnelle des réserves d'hydrocarbures au moyen des forces naturelles de réservoir ou des mécanismes de drainage de production. Tandis que la récupération tertiaire vise plutôt à l'extraction additionnelle par l'utilisation notamment de l'une de méthode de récupération améliorée : thermique, chimique.⁶

frais généraux comprennent entre autres les coûts relatifs aux salaires du management et du personnel administratif , aux services juridiques, aux ressources humaines et aux relations de travail, à la formation, à la trésorerie, aux service achats, à la gestion financière et comptable, à la gestion des risques, à la publicité et relations publiques, à l'audit financier, au divertissement. Procédure fiscale SH 2007.p 81.

¹ Voir l'étude relative au coût de façonnage déductible pour le calcul de la redevance

² Procédure fiscale SONATRACH DCG /FIN 2007.

³ Par exemple pour le calcul d'une tranche déductible pour 2010 pour un périmètre en zone D il y a lieu de prendre les investissements des années 2003 à 2009.

⁴ Pourcentage par lequel les tranches annuelles d'investissements sont augmentées pour les besoins de calcul de la TRP. Il couvre les charges opératoires. Article 05 de la loi n° 05/07 relative aux hydrocarbures.

⁵ Article 2 paragraphe 2 du décret n° 07/047 susvisé

⁶ Article 5 de la loi n°05/07 relative aux hydrocarbures modifiée et complétée.

L'objectif ici est de calculer la tranche mensuelle d'investissement de récupération assistée déductible pour chaque périmètre, ce calcul est différent à ce du point précédent, puisque les taux de déduction et d'uplift ne sont pas identiques, ce calcul se fera selon les critères qui sont expliqués ci-dessous.

En premier lieu il va falloir calculer le cumul des 4 années réelles d'investissements et ajouter la prévision d'investissement pour l'année pour laquelle le calcul est fait (par exemple la prévision 2010 si on est entrain de calculer un acompte TRP pour un mois de 2010). En second lieu, le cumul obtenu précédemment est multiplié par le taux de tranche. Enfin, le résultat est multiplié par un pourcentage Uplift qui est de 20%. La tranche mensuelle est obtenue en divisant le résultat précédant par 12. On remarque que le taux de tranche est identique à celui d'Uplift, ainsi que la durée de ces investissements est identique pour toutes les zones fiscales¹.

3- Le calcul de la provision pour abandon: 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. Cette provision est considérée comme une charge d'exploitation déductible des résultats imposables au titre de l'exercice². Pour calculer cette provision, le décret exécutif n° 07/147 stipule qu'un douzième de cette provision annuelle est déductible pour le calcul de l'acompte de la taxe sur le revenu pétrolier, la provision pour abandon est calculée en multipliant la production du périmètre convertie en TEP par 51 DA. Ce prix est fixé par l'agence ALNAFT en attendant l'aboutissement des expertises de l'agence ALNAFT pour le calcul de la provision³.

4-Le calcul du coût d'achat du gaz: Pour obtenir ce coût d'achat du gaz, les quantités de gaz utilisées par le périmètre et provenant de l'extérieur du périmètre sont multipliées par le prix du gaz marché national.

5-Le Calcul de la déduction mensuelle des frais de formation: ces frais de formation mensuels sont calculés comme le 1/12 de la prévision annuelle⁴.

¹ Article 87/9 de la loi n° 05/07 modifiée et complétée.

² Article 82/2 de la loi 05/07 modifiée et complétée.

³ Article 82 de la loi n° 05/07 modifiée et complétée.

⁴ Article 2 paragraphe 2 (E) du décret exécutif n° 07/130 du 7 mai 2007 fixant les modalités de calcul des montants des règlements mensuels provisoires valant acomptes sur la taxe sur le revenu pétrolier (TRP).

6- *Le calcul de la rémunération de l'associé étranger*: la rémunération mensuelle déductible est obtenue en valorisant les quantités au titre de cette rémunération aux prix à l'exportation notifiés par ALNAFT¹.

A la fin de l'opération de déduction, on aboutira à la constitution de la base de la TRP qui est calculée en déduisant de la base de la redevance : la redevance, la tranche d'investissement recherche et développement, la tranche d'investissement récupération assistée, la rémunération des associés (pour les périmètres en association), l'impôt sur la rémunération (pour les périmètres en association), la Provision pour abandon, les frais de formation, le coût d'achat du gaz et la base négative de la TRP du mois précédent.

Sous Section 2 : Le calcul du taux de la TRP

Pour déterminer le montant de l'acompte TRP mensuel dû pour chaque périmètre, il faudra appliquer un taux à la base de la TRP. Ces taux sont fixés à l'article 87 de la loi 05/07 en fonction des seuils de production :

Tableau n°4 :

P.V exprimée en 10 ⁹ DA telles que définie à l'article 86	Premier Seuil 1	70
	Deuxième Seuil 2	385
Taux TRP	Premier Niveau	30%
	Deuxième Niveau	70%

Source : Article 87 de la loi 05/07.

L'élément essentiel dans cette étape est la valeur cumulée de la production (P.V) qui est stipulé que la valeur cumulée de la production (P.V) est égale au produit des quantités d'hydrocarbures provenant du périmètre d'exploitation passibles de la redevance, par le prix utilisé pour le calcul de la redevance². Cette valeur cumulée de production est exprimée en milliards de dinars(10⁹).

Le second élément est plutôt relatif au seuil de la production valorisée P.V, car s'est le seuil de cette P.V qui va déterminer le taux approprié.

¹ Article 2 paragraphe 2 (G) du décret exécutif n° 07/130 précité.

² Article 86/3 de la loi 05/07 modifiée et complétée.

La première étape consiste en l'actualisation des seuils de production sur la base du taux de change mensuel à la vente du dollar des Etats Unis d'Amérique en dinars, du mois calendaire précédent chaque paiement, publié par la Banque d'Algérie, divisé par 70 et multiplié par le montant de chaque seuil.

Exemple : Seuil 2 actualisé = 385 x T.C.M / 70.

La seconde étape consiste plutôt à calculer le seuil de la valeur cumulée de la production (P.V) du mois calendaire, ce seuil est égal à la base de la redevance cumulée jusqu'à la fin du mois pour lequel l'acompte TRP est dû. Le résultat du seuil de cette PV déterminera le taux approprié de la TRP, il est de 30% si le seuil P.V est inférieur ou égal au seuil 1 (actualisé) et à 70% s'il est supérieur au seuil 2 (actualisé).

En outre, dans le cas où le seuil P.V est supérieur au seuil 1 et inférieur ou égal au seuil 2, l'article 87/6 de la loi 05/07 prévoit un taux spécifique :

$$\text{TRP en \%} = [40 / (S2 - S1)] \times (PV - S1) + 30$$

L'article 102 de la loi n° 05/07 prévoit un taux maximum de 70% lorsque la société SONATRACH ne participe pas au financement des investissements de recherche et de développement (*capital expenditure*).

A la fin, on calcule la TRP en multipliant la base de la TRP (si elle est positive) par le taux de la TRP.

On constate que le calcul des taux de la TRP revêt un caractère à la fois technique et spécifique, cette technicité est le corollaire de différents enjeux économiques et financiers qui entourent l'industrie des hydrocarbures notamment en Algérie. Car la production des hydrocarbures devient de plus en plus coûteuse, de même que les gisements actuellement¹ en production commencent à vieillir et nécessitent une maintenance par le biais de la fiscalité. L'autre élément essentiel qui justifie cette technicité de calcul est relatif au phénomène d'épuisement des réserves dû à l'exploitation des hydrocarbures. De ce fait, la valeur des ressources épuisables doit être compensée par le biais de la fiscalité. Notant ainsi que le chiffre d'affaires réalisé dans l'exploitation des hydrocarbures est de grande envergure et par conséquent, les taux doivent être précis et en proportion des seuils de la production réalisée.

Par ailleurs, pour les nouveaux contrats qui seront signés en vertu de la loi n°13/01, les modalités de détermination du taux de la TRP seront modifiées, les taux seront calculés

¹ Tels que les gisements (Hassi massoud et Hassi R'mel).

sur la base de la rentabilité du gisement et non pas sur le chiffre d'affaires. En outre, la loi a prévu trois cas d'exploitation à savoir cas 1, cas 2 et cas 3¹.

Pour chaque année civile, sont déterminés: le profit brut actualisé au taux de 10% et 20%; les dépenses d'investissements actualisées au taux de 10% et 20%. Pour arriver enfin aux coefficients R_1 et R_2 . Le coefficient R_1 est égal au rapport du cumul des profit brut d'une année civile actualisé au taux de 10%, depuis l'année d'entrée en vigueur du contrat jusqu'à l'année précédant l'année de détermination du taux de la TRP sur le cumul des dépenses d'investissements actualisées au taux de 10%, depuis l'année d'entrée en vigueur du contrat jusqu'à l'année précédant l'année de détermination du taux de la TRP. Tandis que R_2 est égal au rapport du cumul des profit brut d'une année civile actualisé au taux de 20%, depuis l'année d'entrée en vigueur du contrat jusqu'à l'année précédant l'année de détermination du taux de la TRP sur le cumul des dépenses d'investissements actualisées au taux de 20%, depuis l'année d'entrée en vigueur du contrat jusqu'à l'année précédant l'année de détermination du taux de la TRP.

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

Tableau n°5 :

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

Source : article 87 de la loi 05/07 modifiée et complétée par la loi 13/01.

Pour le cas relatif à l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels, les règles de détermination des coefficients R_1 et R_2 sont celles qui sont prévues à l'article 87 de la loi 05/07 modifiée et complétée, la seule différence demeure dans les taux de cette taxe qui diffèrent de celles qui sont prévus à l'article 87. En effet, lorsque le coefficient R_1 est inférieur ou égal à 1, le taux est de 10% ; si le coefficient R_1 est supérieur à 1 et R_2 inférieur à 1, le taux est égal à $(10\% + 30\% * R_2)$; si R_2 est égal ou supérieur à 1, le taux est de 40%.²

¹ «...Le cas 1 étant tout périmètre d'exploitation dont la production journalière maximale est inférieure à 50.000 b.e.p ; le cas 2 étant tout périmètre d'exploitation dont la production journalière maximale est supérieure à 50.000 b.e.p ; 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... ». Art 87/7 de la loi 05/07 relative aux hydrocarbures modifiée et complétée par la loi n°13/01.

² Article 87 bis de la loi 05/07 modifiée et complétée par la loi n°13/01 relative aux hydrocarbures.

Section 2 : La liquidation annuelle de la TRP

Il est à noter que lors de l'opération de calcul du taux de la TRP pour la détermination de l'acompte mensuel, ce dernier porte l'intitulé du mois où il est versé bien qu'il soit calculé à partir de la base de la redevance du mois précédent ; tandis que le paiement de la redevance sur la production du mois de mars, ayant lieu au plus tard le 9 avril est effectué à l'occasion de la déclaration intitulée « déclaration du mois de mars ». De ce fait, il existe un décalage entre le délai de paiement de la redevance et celui de la TRP, ce décalage peut avoir des répercussions sur certaines informations mensuelles nécessaires au calcul de la base de la redevance¹. Pour pallier ce risque, ces informations bénéficieront d'un délai suffisant pour être définitive au moment de calcul de l'acompte TRP. Et suite à ce délai, la déclaration de l'acompte TRP ne connaîtra pas la mention déclaration provisoire. Quant à la rémunération de l'associé étranger, et compte tenu des mécanismes de partage de production, cette rémunération est calculée annuellement, et par conséquent, les quantités mensuelles ne sont qu'une estimation appelée à être corrigée de manière continue².

En dépit de ces corrections qui peuvent intervenir ultérieurement, le calendrier fiscal introduit la notion de déclaration corrective aux dates suivantes :

La déclaration de l'acompte de juin : correction acomptes janvier, février et mars ;

La déclaration de l'acompte du mois de septembre : correction acomptes d'avril mai et juin.

La déclaration de l'acompte du mois de décembre : correction acomptes de juillet août et septembre.

Les corrections des mois d'octobre, novembre et décembre interviendront lors de la liquidation de la TRP annuelle au plus tard le 31 mars.

Le lien constaté entre le calcul de la redevance et la taxe sur le revenu pétrolier actuellement existait à l'épreuve de l'accord d'Alger 1965 pour les besoins de calcul de la redevance et l'impôt direct pétrolier. À cette époque, le prix de base retenu pour le calcul de la redevance et l'impôt direct pétrolier était fixé à une valeur de référence déterminée par l'accord et variable selon les ports d'exportation : 2,08 \$ le baril à Bougie, 2,095 \$ à Arzew.³

¹ Parmi ces informations, on trouve les quantités mensuelles exportées par produit, autoconsommation mensuelle des systèmes de transport par canalisations, les états mensuels de suivi de la production

² Procédure fiscale SONATRACH 2007, p. 89.

³ VALVERG.P in : « *Bilan des Accords Franco-Algériens de coopération industrielle et pétrolière du 29 juillet 1965* ». Mai 1970. www.univ-aix-fr.

À la fin de l'exercice, le contractant procèdera au calcul de la TRP annuelle définitive pour chaque périmètre d'exploitation en tenant compte des éventuelles corrections et ajustements portant sur la valeur de la production, des réalisations d'investissements de l'exercice, valorisées conformément à la méthode définie dans la procédure comptable annexée au contrat de recherche et /ou d'exploitation, des autres coûts déductibles selon ladite procédure comptable, réellement encourus durant l'exercice par le contractant et des éventuels reports de l'exercice précédent ¹.

La liquidation annuelle de la taxe sur le revenu pétrolier permettra, par comparaison avec la somme des douze (12) règlements déjà versés, de connaître par périmètre le solde à payer si la TRP est supérieure et le solde à récupérer si la TRP est inférieure à la somme des douze règlements déjà versés .

Contrairement aux modalités de calcul des acomptes mensuels qui se feront sur une base mensuelle², le calcul de la TRP annuelle se fera sur une base annuelle. De ce fait, il est important de relever les divergences qui existent entre le calcul des acomptes mensuels et la liquidation annuelle de la TRP qui se résument comme suit :

Dans le cadre de la liquidation annuelle de la TRP la loi 05/07 autorise la déduction de certains éléments pour une période déterminée tels que les investissements de recherche et de développement et de récupération assistée. Dans ce cadre, ces investissements pris dans la huitième ou la cinquième année « selon les zones » où se trouvent le ou les gisements sont des réalisations annuelles ; exemple : la liquidation annuelle de la TRP de 2010 pour un gisement qui se situe dans la zone A ou B, on déduit les investissements de 2006, 2007, 2008, 2009 et celles de 2010 qui sont des réalisations annuelles ; Tandis que pour le calcul d'un acompte TRP d'un mois de 2010, les investissements de la cinquième année (2010) ne sont que des prévisions et non pas des réalisations.

Le taux de la TRP mensuelle est déterminé dans les déclarations mensuelles à partir d'un seuil de la valeur de production cumulé à la fin du mois ; tandis que le calcul de la TRP annuelle prend en compte ce seuil de la valeur de production en fin d'année sur l'ensemble de la production.

¹ Article 3 du décret exécutif n° 07/130 susvisé.

² Conformément à l'article 2 du décret exécutif n° 07/130 susvisé les déductions mensuelles autorisées sont faites par un douzième des tranches annuelles d'investissement de développement ..., un douzième des tranches annuelles d'investissements de recherche ..., un douzième de la provision annuelle ...etc.

Pour les périmètres en association, la rémunération définitive des associés est annuelle, elle peut être différente de la somme des rémunérations déduites mensuellement, même si ces derniers ont été corrigés régulièrement.

On constate que le calcul de la TRP est intimement lié au calcul de la redevance, ce lien réside dans la base de la redevance d'un mois donné qui servira au calcul d'un acompte TRP du mois prochain. Le lien constaté entre le calcul de la redevance et la taxe sur le revenu pétrolier actuellement existait à l'épreuve de l'accord d'Alger 1965 pour les besoins de calcul de la redevance et l'impôt direct pétrolier. À cette époque, le prix de base retenu pour le calcul de la redevance et l'impôt direct pétrolier était fixé à une valeur de référence déterminée par l'accord et variable selon les ports d'exportation : 2,08 \$ le baril à Bougie, 2,095 \$ à Arzew.¹ Dans tous les cas, la combinaison d'un élément de calcul (base de redevance) pour deux types de prélèvements qui ne sont pas identiques dans leurs natures demeure injustifiée sur le plan fiscal.

Section 3 : Le recouvrement de la taxe sur le revenu pétrolier

Le processus de recouvrement de la TRP connaît deux étapes, la première est relative au paiement des acomptes mensuels, la seconde se rapporte à la liquidation annuelle de la TRP. Le procédé du paiement des acomptes mensuels et celui de la liquidation annuelle seront traités conjointement du fait que les structures chargées du paiement et de la transmission des informations sont les mêmes, la seule différence réside dans les délais de cette transmission. En outre, les structures chargées du paiement de la TRP², sont celles qui sont prévues pour le paiement de la redevance mensuelle³, les deux structures chargées de la transmission des informations sont: SONATRACH / activité Amont Direction finances et planification, ainsi que l'activité Amont Division Association Direction partage de production.

-L'activité Amont direction finances et planification qui doit transmettre à la Division production Direction finances pour les périmètres SONATRACH seule, ou à la Division Association Direction finances pour les périmètres en association : les prévisions d'investissements de recherche et développement ainsi que les prévisions de récupération assistée par périmètre ainsi que les prévisions de frais de formation pour

¹ VALVERG.P in : « *Bilan des Accords Franco-Algériens de coopération industrielle et pétrolière du 29 juillet 1965* ». Mai 1970. www.univ-aix-fr.

² Que ce soit l'acompte mensuel ou la liquidation annuelle.

³ Pour les périmètres SONATRACH seule: Division production/direction finances, pour les périmètres SONATRACH en association :Division association/direction finances.

les ressources humaines nationales. Et ceci, pour les besoins du paiement de l'acompte TRP. Tandis que pour la liquidation de la TRP annuelle, elle doit transmettre, les réalisations d'investissements de recherche et de développement et celles de la récupération assistée par périmètre et ceci à la fin février¹. Elle doit aussi transmettre à cette date, les réalisations de frais de formations des ressources humaines nationales.

-La Division association direction partage de production qui doit transmettre le 15 de chaque mois à Division production direction finances ou à la Division association direction finances, pour les besoins du paiement de l'acompte TRP, la rémunération nette mensuelle des associés étrangers ainsi que l'impôt sur cette rémunération.

Pour la liquidation de la TRP annuelle, cette structure devra transmettre la rémunération nette définitive annuelle des associés le 15 mars ainsi que l'impôt annuel définitif frappant cette rémunération.

Sous Section 1 : Le dossier de déclaration pour le paiement de L'acompte mensuel

Le dossier comprend les mêmes composants que celui relatif de la redevance², la différence demeure dans les composants des tableaux de déclaration qui varient en fonction de l'état du périmètre³.

A- Le tableau de déclaration du mois

Les éléments d'impositions des acomptes TRP varient en fonction des mois, du fait que certains éléments d'impositions connaissent des rectifications avant d'être définitives tels que la rémunération nette mensuelle des associés étrangers pour les périmètres SONATRACH en association, et du fait aussi des éventuelles erreurs matérielles commises les mois précédents.

Si on prend comme exemple l'acompte TRP de janvier 2007, le tableau contiendra dans ses colonnes : + acompte TRP 01/07 – solde à récupérer 12/06 = solde à verser ou à récupérer (s'il est négatif), et dans ses lignes les noms des périmètres.

¹ Dans le cadre des acomptes TRP, on parlera des prévisions relatives aux investissements de recherche et de développement et de récupération assistée de l'année prévisionnelle (cette année correspond à celle qui est relative au calcul des acomptes mensuels), alors que dans le cadre de la liquidation annuelle de la TRP, ces prévisions de l'année pour laquelle le paiement s'effectue seront des réalisations effectives et non pas des prévisions.

² Il comprend une lettre d'accompagnement faisant référence au mois de déclaration au montant dû au titre de l'acompte TRP, au montant versé. Une copie de l'ordre de virement. L'avis de débit fourni par la BEA.

³ À savoir périmètre SONATRACH seule, ou périmètre en association.

Pour les déclarations des mois juin septembre et décembre où il y a corrections¹, le tableau est différent, pour le mois de juin par exemple, il comprendra : + acompte juin + correctif de janvier février et mars – acompte janvier février et mars – solde à récupérer mai = solde à verser ou à verser ou à reporter (s’il est négatif).

En outre, la déclaration de l’acompte d’avril présente une particularité, du fait qu’elle doit intervenir au plus tard le 24 avril, juste après la liquidation annuelle de la TRP qui doit être faite au plus tard le 31 Mars, dans notre exemple relatif à l’acompte d’avril 2007, le tableau relatif aux éléments d’impositions se présentera comme suit:

Périmètres	Acompte 04/07 +	Récup. 03/07 -	Récup .solde TRP 2006 -	Solde à verser =	Solde à récupérer =
.....					
.....					
Total					

Le solde à récupérer sur la liquidation de la TRP 2006 sera intégré au solde à récupérer de chaque mois à partir de la déclaration du mois d’Avril 2007 jusqu’à la déclaration de l’acompte du mois de Mars 2008, si ce solde n’a pas pu être absorbé, il sera déduit de manière globale lors de la liquidation de la TRP de l’année 2008.

B- Le tableau récapitulatif mensuel:

Ce tableau montre par périmètre, les étapes de détermination de l’acompte TRP depuis la base de la redevance mensuelle, pour le mois d’avril 2007, le tableau contient dans ses lignes les noms des périmètres et dans ses colonnes : + *base de redevance – redevance – tranches d’investissements de recherche et de développement – tranches d’investissement de récupération assistée – provision pour abandon – frais de formation – coût d’achat du gaz – base TRP < 0² = base TRP X taux TRP = TRP.*

¹ Le mois de juin comprendra, les corrections des acomptes janvier février et mars, le mois de septembre comprendra les corrections d’avril mai et juin, et le mois de décembre comprendra les corrections du mois de juillet août et septembre, en outre, la correction du mois d’octobre novembre et décembre, interviendra lors de la liquidation de la TRP annuelle au plus tard le 31 mars.

² Dans le cas de l’acompte d’avril, cette colonne intégrera la déduction de la base négative TRP de l’année précédente.

Pour les périmètres en Association le tableau aura deux colonnes supplémentaires: la rémunération mensuelle des associés et l'impôt sur cette rémunération.

Sous Section 2 : Le dossier de déclaration pour la liquidation de la TRP annuelle

En plus des composants classiques prévus pour l'acompte mensuel de la TRP¹, ce dossier contient trois tableaux, le premier est relatif à la déclaration de la liquidation de la TRP, le second récapitule les bases de redevance annuelle par périmètre et le troisième comprend le récapitulatif des soldes à récupérer de l'année antérieure.

Avant de traiter les composants de ces tableaux, voici le modèle requis pour la lettre d'accompagnement ²:

¹ Voir dossier de déclaration relatif à l'acompte TRP.

² Procédure fiscale précitée, p. 107.

Lettre d'accompagnement:



Monsieur le Receveur des Grandes entreprises

Activité Amont
Division Production ou Associations
Direction Finances

N° /Fin/ 07

Objet : Liquidation annuelle de la TRP année 2007.

Monsieur le Receveur,

Nous avons l'honneur de vous faire parvenir ci-joint, pour les périmètres Sonatrach seule (en association), le Tableau de déclaration de la liquidation de la TRP année 2007 accompagné des tableaux annexes suivants :

- 1) Récapitulatif base Redevance annuelle
- 2) Récapitulatif base TRP annuelle
- 3) Récapitulatif des soldes à récupérer sur année antérieure

Le solde à verser déduction faite du total des soldes de l'année 2006 n'ayant pu être absorbé durant l'année 2007 est de :DA, au titre de cette déclaration ; il est libéré par l'ordre de virement n° ____ du / / 2007. (Ci-joint une copie)

Nous vous faisons également parvenir l'avis de débit remis par notre banque qui certifie que le virement ci-dessus de la somme indiquée a été exécuté à bonne date valeur.

Veuillez agréer, Monsieur le Receveur, l'expression de notre parfaite considération.

Le Directeur Finances Division Production ou Associations

A- Le tableau de déclaration de liquidation de la TRP

Il comprend dans la première colonne, le résultat du calcul annuel, sur les douze colonnes qui suivent, le montant des acomptes de chaque mois¹, les deux dernières colonnes donneront le solde à payer et le solde à récupérer. Ce tableau contient dans ses lignes les noms des périmètres².

¹ Acompte du mois et le correctif le cas échéant.

² À savoir périmètre SONATRACH seule ou en association.

B - Le tableau récapitulatif de la base de redevance annuelle:

Il comprend dans ses lignes les noms des périmètres SONATRACH en effort seule ou en association, et dans ses colonnes les éléments d'impositions de la base redevance de l'année de liquidation qui sont: + *valeur de production – tarif de transport – coût de façonnage GNL/GPL = base de redevance* x *T.C.M= redevance*

C- Le tableau récapitulatif de la base TRP annuelle

Il comprend dans ses lignes les noms des périmètres, alors que les colonnes de ce tableau varient en fonction de l'état du périmètre :

Pour les périmètres SONATRACH seule : les colonnes se présentent comme suit :

+ *base de redevance – redevance – tranches annuelles d'investissements de recherche et de développement – tranches annuelles de récupération assistée – provision pour abandon – frais de formation des ressources nationales – coût d'achat du gaz – base TRP année antérieure < 0 = base TRP* x *taux TRP = TRP* .

Quant aux périmètres en association: on ajoutera deux colonnes, la rémunération mensuelle des associés et l'impôt sur cette rémunération.

L'opérateur doit établir un tableau récapitulatif des soldes à récupérer de l'année antérieure de tous les périmètres, le montant de ce solde est le résultat des soldes à récupérer par périmètre, lors de la dernière déclaration du dernier acompte avant la liquidation annuelle (en Mars).

L'opérateur doit établir une déclaration de liquidation de la TRP, un ordre de virement doit être établi au bénéfice du receveur des grandes entreprises. Cette opération est suivie d'un dépôt de l'ordre de virement, pour le paiement du solde de liquidation de la TRP, au plus tard le 30 mars.

Le dossier de déclaration de liquidation de la TRP doit être déposé au plus tard le 31 mars auprès du receveur de la DGE. L'opérateur doit récupérer l'avis de débit attestant que le virement est effectué auprès de la BEA, cet avis doit être déposé, immédiatement après son retrait, auprès du receveur de la DGE.

À la fin, pour s'assurer du paiement de la TRP, une copie de dossier de déclaration doit être déposée auprès d'ALNAFT.

On constate que le paiement des acomptes mensuels de la TRP et la liquidation annuelle a un lien direct avec la redevance mensuelle, puisque la base de la redevance d'un mois donné servira au calcul d'un acompte TRP du mois prochain, malgré ce lien constaté entre la TRP et la redevance mensuelle, le paiement des acomptes mensuels et la

liquidation annuelle de la TRP connaît un décalage, en effet, le solde à récupérer dans la liquidation annuelle et la TRP montre qu'il peut y avoir un décalage entre la somme annuelle de la TRP et le montant des sommes versées pour les acomptes mensuels .

Ce décalage est le corollaire aussi du variation du taux de la TRP mensuel et le taux lors de la liquidation annuelle, en effet, le taux de la TRP mensuel est déterminé lors des déclarations mensuelles à partir d'un seuil de la production valorisée (P V)¹ calculé à la fin du mois, tandis que le calcul de la liquidation annuelle de la TRP prend en compte ce seuil (PV) cumulé en fin d'année applicable à toute la production. Len 2010, le montant de la TRP a enregistré une hausse marquante: 1 747 Milliards de DA contre 617 en 2009, soit une hausse de 28%.²

A la fin de chaque exercice fiscal, le contractant est tenu au paiement d'un impôt annuel sur le résultat réalisé sur l'ensemble de ses activités de recherche et/ou d'exploitation. Il s'agit de l'impôt complémentaire sur le résultat.

CHAPITRE 2

L'IMPÔT COMPLÉMENTAIRE SUR LE RÉSULTAT

L'impôt complémentaire sur le résultat est un impôt annuel du par toute personne participant au contrat de recherche et ou d'exploitation des hydrocarbures, cet impôt est similaire à l'impôt sur les bénéfices des sociétés appliqué dans le cadre de la fiscalité de droit commun. Cet impôt est prévu à la fin de l'exercice en vue de compléter l'imposition des résultats réalisés par les personnes participant aux contrats de recherche et/ou d'exploitation des hydrocarbures. Il est appelé complémentaire car une partie de ce résultat est déjà soumise à une taxe sur le revenu pétrolier, la différence est que l'assiette de l'ICR est plus large que celle de la TRP. Ainsi, la TRP s'applique seulement sur le revenu réalisé par l'opérateur sur un périmètre donné, tandis que l'ICR s'applique à l'ensemble des activités de recherche et/ou d'exploitation auquel le contractant avait participé. L'impôt complémentaire sur le résultat joue le rôle de l'IBS prévu en droit commun car il existe des règles qui leur sont identiques, telles que les charges déductibles, les règles d'amortissement et le principe de consolidation des résultats. Dès la promulgation de l'ordonnance n° 06/10 du 29 juillet 2006 modifiant et complétant la loi n°05/07, le taux normal de l'ICR est fixé à 30%, son taux réduit sera

¹ PV : valeur de production.

² Rapport annuel SONATRACH 2010, p. 29.

désormais fixé à 15%¹. En outre, l'impôt complémentaire sur le résultat fait partie des impôts visés par la convention tendant à éviter la double imposition signée entre l'Algérie et le Royaume de Belgique.² L'impôt complémentaire sur le résultat est calculé à un taux normal (section 1), mais pour des raisons relatives à l'encouragement de l'investissement, il peut être calculé à un taux réduit (section 2).

Section 1 : L'impôt complémentaire sur le résultat calculé au taux Normal de 30%.

L'impôt complémentaire est calculé sur le résultat réalisé par chaque personne participant à un ou plusieurs contrats de recherche et d'exploitation ou à un ou plusieurs contrats d'exploitation, après le calcul des charges déductibles (sous section 2) et l'application des taux d'amortissements pour chaque nature des immobilisations (sous section 1).

Sous section 1 : la nature des immobilisations et leurs taux d'amortissements

Les taux d'amortissements ainsi que la nature des immobilisations sont prévus à l'annexe de la loi 05/07, les charges d'amortissements sont calculées par l'opérateur en faisant application des taux définis à l'annexe de la loi 05/07. Ces taux découlent de la durée d'amortissement, fonction de la nature des dépenses. En général, on distingue les dépenses d'exploration et les dépenses d'exploitation qui ont des durées d'amortissement différentes³. A titre d'exemple, les immobilisations de recherche autre que le sondage sont amorties d'un taux de 100%, ce taux est prévu également pour les sondages improductifs⁴; quant au sondages de recherche et de développement, ils bénéficient d'un taux de 12.5% ; le taux d'amortissement des installations d'exploitation d'hydrocarbures est de 10% ; les installations incorporelles générale qui comprennent les frais préliminaires ainsi que les études et recherches générales sont amorties à 100%, Tandis qu'en droit camerounais leurs taux est de 20%.

¹ Avant la modification de 2006, le taux réduit de l'ICR était celui de l'IBS en vigueur.

² Article 2 de la convention entre la République Algérienne Démocratique et Populaire et le Royaume de Belgique tendant à éviter la double imposition et à établir des règles d'assistance réciproques en matière d'impôts sur le revenu et sur la fortune, ratifiée par décret présidentiel n° 2002-432 du 9 décembre 2002. J.O.R.A n° 82.

³ Voir annexe de la loi n°05/07 modifiée et complétée.

⁴ En droit Camerounais, les sondages improductifs bénéficient d'un taux de 50%.

L'amortissement, bien qu'il ne puisse pas être considéré comme un facteur fiscal proprement dit, peut avoir une incidence importante sur le montant de l'impôt. Par exemple, un régime qui autorise un amortissement très rapide peut conduire à des exercices déficitaires les premières années d'exploitation, quand la production est encore faible, ce qui réduit d'autant l'impôt. Au contraire un régime plus sévère conduit à des rentrées fiscales dès le début de l'exploitation et plus régulièrement étalées dans le temps¹.

Sous section 2 : Le calcul des charges déductibles

Par application de l'article 88 de la loi n° 05/07², les modalités de calcul de l'ICR sont régies par voie réglementaire. En effet, l'article 2 du décret exécutif n° 07/131 fixant les modalités de calcul de cette imposition³ stipule que le calcul de celle-ci s'effectue sous réserve des dispositions spécifiques se rapportant aux charges déductibles et aux charges non déductibles.

Les charges déductibles sont: pour les contrats signés postérieurement à la loi n° 05/07, le montant de la redevance, le montant de la taxe sur le revenu pétrolier, les dotations aux amortissements dans la limites des taux prévus en annexe de la loi n° 05/07, la provision pour faire face aux coûts d'abandon et/ou de restauration. Pour les contrats parallèles⁴, on déduit l'impôt sur la rémunération ainsi que la rémunération de l'associé étranger. Pour cette dernière, elle doit être celle ayant servi à la liquidation au titre de la TRP⁵, quant à l'impôt sur la rémunération, ce dernier est payé par la SONATRACH pour le compte de son associé étranger dans le cadre des contrats d'association conclus sous l'empire de la loi n° 86/14, puisque pour les contrats d'association, la part de production revenant à la Sonatrach est soumise au régime fiscal de la loi n° 05/07⁶. En revanche, certaines charges sont exclues de l'opération de déduction, il s'agit du bonus versé à la signature du contrat⁷. La taxe spécifique sur le torchage, la taxe spécifique liée à l'utilisation de l'eau potable ou propre à l'irrigation pour la récupération assistée, le

¹ A.L.DIKOUNE in: « *La fiscalité pétrolière des états membres de la CEMAC* », ouvrage précité, p. 195.

² Cet article est modifié par l'article 2 de l'ordonnance n°06/10 du 29 juillet 2006 modifiant et complétant la loi n° 05/07 relative aux hydrocarbures. JO n° 48.

³ Décret exécutif n° 07-131 du 7 mai 2007 fixant les modalités de calcul de l'impôt complémentaire sur le résultat, JO n° 30.

⁴ Les contrats parallèles sont ceux qui sont signés entre l'agence ALNAFT et la SONATRACH portant sur les contrats d'associations signés avant la promulgation de la loi n° 05/07, conformément à l'article 102 de la loi n° 05/07 modifiée et complétée.

⁵ Le dernier paragraphe de l'article 102 de la loi n° 05/07 modifiée et complétée.

⁶ Article 102 de la loi n° 05/05 modifiée et complétée

⁷ Le bonus de signature a été traité dans les obligations fiscales du contractant .

droit sur la cession d'intérêts prévu à l'article 31 de la loi n° 05/07¹, et la taxe sur les profits exceptionnels réalisés par les associés étrangers de la SONATRACH. Il faut noter que la taxe spécifique relative à l'utilisation, le transfert ou la cession de crédit concernant l'émission de gaz à effet de serre n'est mentionnée ni dans les charges déductibles ni dans les charges non déductibles. De ce fait, elles ne sont pas déductibles pour les besoins de calcul de l'ICR.

Section 2 : L'impôt complémentaire sur le résultat calculé au taux Réduit de 15%.

Pour des raisons relatives à l'encouragement de l'investissement en aval pétrolier ainsi que dans les activités relatives à l'électricité et au gaz, l'ICR peut être calculé au taux réduit fixé à 15%, l'application du taux réduit n'est appliquée que si la personne participant au contrat de recherche et/ou d'exploitation des hydrocarbures a opté pour la consolidation des résultats de l'ensemble de ses activités en Algérie (sous section 1). En outre, le taux réduit est appliqué sous certaines conditions (sous section 2).

Sous Section1 : La faculté de consolidation des résultats

La consolidation des comptes vise à présenter la situation financière et le résultat d'un groupe d'entités comme il s'agissait d'une entité unique². Trois méthodes de consolidation des comptes sont reconnues et organisées par les normes internationales IAS/IFRS, il s'agit des méthodes suivantes : l'intégration globale ; l'intégration proportionnelle et la mise en équivalence³.

-L'intégration globale (norme IAS 27) : elle consiste à ;

Intégrer globalement dans les comptes de la société mère, les éléments actifs et passifs de la société consolidée ; répartir les capitaux propres et le résultat de ma société consolidée entre la société consolidante et les autres associés ; éliminer les opérations réalisées avec les autres sociétés du groupe. Cette méthode est appliquée aux sociétés sous contrôle exclusif⁴.

¹ Ces droits et taxes seront traités dans la deuxième partie relative aux droits et taxes perçus à titre occasionnel.

² Art 32 de la loi n°07-11 du 25 novembre 2007 portant système comptable financier. JO n° 74.

³ N.SAADI in : « Analyse financière d'entreprise : méthodes et outils d'analyse et diagnostic en normes françaises et internationales IAS/IFRS », édition l'Harmattan, Paris, 2009, p. 68.

⁴ *ibid*

-L'intégration proportionnelle (Norme IAS 31) : elle consiste à intégrer dans les comptes de la société mère la fraction représentative de ses intérêts dans les comptes de la société consolidée. Cette méthode est appliquée aux sociétés sous contrôle conjoint¹.

-*La mise en équivalence* (Norme IAS 28) : la mise en équivalence est la méthode la plus simple car elle consiste tout simplement à substituer à la valeur comptable des titres détenus, la quote-part des capitaux propres. Cette méthode exige également l'élimination des opérateurs réciproques (ou intra-groupe) effectuées entre les entreprises consolidées. Elle est applicable aux entreprises sous influence notable².

L'application du taux réduit est intimement liée à la consolidation des résultats, autrement dit, le contractant doit participer à plusieurs activités amont, aval ainsi que d'autres activités relatives à l'électricité et au gaz pour bénéficier de l'application du taux réduit. L'appellation du décret exécutif n° 08-01 fixant la liste des activités pouvant être consolidés, les modalités de mise en œuvre de la consolidation des résultats et l'application du taux réduit de l'ICR reflète le lien existant entre la consolidation des résultats et l'application du taux réduit³. En vertu de l'article 88 de la loi 05/07, la consolidation des résultats ne concerne que les activités exercées en Algérie et par conséquent, la loi exclut les activités des contractants exercées en dehors du territoire national. La volonté du législateur Algérien, de poser une règle autorisant le contractant à effectuer cette consolidation des résultats vise principalement, l'encouragement des investissements dans l'aval pétrolier ainsi que la promotion des activités de l'électricité et du gaz. La liste des activités pouvant être consolidée est déterminée à titre exhaustif par l'article 02 du décret exécutif n° 08-01. Elles se résument en quatre catégories.

1- Activités régies par le contrat de recherche et d'exploitation ou le *contrat* d'exploitation : elles concernent les activités d'amont pétrolier telles que les travaux de prospection de recherche de développement et d'exploitation des hydrocarbures liquides ou gazeux.

2- *Activités Aval pétrolier* : elles englobent les activités de raffinages des hydrocarbures, les activités de traitement et de façonnage des hydrocarbures incluant également le gaz naturel transformé en produits pétroliers (GTL), les activités de transformation

¹ *ibid*

² L'influence notable est définie comme « *le pouvoir de participer aux décisions de politique financière et opérationnelle de l'entreprise détenue, sans toutefois exercer un contrôle sur ces politiques* ». (Norme IAS 28 paragraphe 3,4 et 5).

³ J.O.R.A. n° 1 du 2 janvier 2008.

pétrochimique, les activités de stockage des hydrocarbures ou des produits pétroliers, les activités de distribution des produits pétroliers pour la vente en gros ou en détail, les activités de production d'éthanol synthétique ou d'autres formes de fuels synthétiques, les activités de séparation et de traitement des gaz industriels incluant l'hélium et le CO2

3 -*Les activités de transport par canalisation* : elles concernent les activités de transport des hydrocarbures ou des produits pétroliers par canalisations.

4 - *Les activités de commercialisation* : elles visent les activités de commercialisation des produits pétroliers, des produits de transformation, les gaz industriels et les fuels synthétiques¹.

L'alinéa 2 de l'article 3 du décret exécutif n° 08-01 susvisé ajoute l'activité relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations, cette disposition est issue de la volonté de législateur algérien de synchroniser le principe de l'encouragement de l'investissement dans le secteur amont aval ainsi que dans le secteur énergétique relatif à l'électricité et du gaz.

Sous Section 2 : Les conditions d'application du taux réduit de L'ICR:

Les conditions d'application du taux réduit de l'ICR sont prévues par l'article 8 du décret exécutif n° 08-01, elles sont en nombre de deux. La première est relative à la condition De fond (A). La seconde est plutôt relative à la condition de procédure (B).

A- La condition de fond:

En vertu de l'article 8 du décret exécutif n°08-01, les investissements à prendre en compte pour le calcul du taux réduit de l'ICR sont celles qui sont encourus après la date de la promulgation de la loi n° 05/07 relative aux hydrocarbures. De ce fait, toute participation à ces activités qui intervient avant la promulgation de la loi n° 05/07, va priver les contractants de bénéficier de l'opération de consolidation et du taux réduit. Il faut noter que le montant de l'investissement ne doit en aucun cas inclure les intérêts et les frais généraux².

¹ Article 02 du décret exécutif n° 08-01 susvisé.

² Cette exclusion des intérêts et frais généraux, on la trouve dans la nature des investissements à prendre en considération dans le calcul du coût de façonnage déductible de l'assiette de la redevance, comme on la trouve ainsi dans la nature des investissements de recherche et de développement déductibles pour le calcul de la TRP.

B- La condition de procédure :

L'accord délivré par cette agence reflète son rôle régulateur dans les opérations de calcul de certains éléments de la fiscalité de l'amont pétrolier. En effet, pour bénéficier du taux réduit pour le calcul de l'ICR, la personne participant au contrat de recherche et/ou d'exploitation ou ayant investi dans les activités objet de la loi n° 02-01, doit obtenir un accord préalable écrit de l'agence ALNAFT relatif aux investissements spécifiques proposés, aussi bien sur la nature du projet que sur le montant correspondant, avant le lancement de la réalisation de l'investissement¹.

L'agence ALNAFT, en vertu des dispositions de l'article 12 du décret n° 08-01, doit s'assurer que les investissements devant être consolidés correspondent aux conditions édictées par l'article 2 du même décret, comme elle doit aussi s'assurer que le montant des investissements demandés ne doit en aucun cas inclure les intérêts et les frais généraux. Après cette vérification, l'agence ALNAFT, doit fournir à la personne concernée, et au ministère des finances, une attestation portant sur la nature et le montant des investissements, leur échéancier, ainsi que le montant des résultats correspondants.

Ces dispositions reflètent l'envergure du rôle de l'agence dans le calcul de la fiscalité pétrolière, car cette agence est dotée de plusieurs attributions relatives à la promotion du domaine des hydrocarbures, comme elle est tenue chaque mois de communiquer au ministre de l'énergie et des mines la situation mensuelle du secteur. De ce fait, elle doit connaître toutes les informations relatives au calcul et au recouvrement de la fiscalité de l'amont pétrolier, elle doit communiquer aussi au ministère des finances une attestation portant sur la nature et le montant des investissements éligibles au taux réduit de l'ICR.

Il est à noter que le législateur Algérien est allé plus loin quand il a conféré, à la personne participante aux investissements éligibles selon les conditions citées ci-dessus, la faculté de bénéficier d'un taux réduit de 15% , à concurrence d'une limite représentant deux fois le montant de l'investissement éligible attesté par l'agence ALNAFT².

¹ Article 8 paragraphe 3 du décret exécutif n° 08-01 du 2 janvier 2002 fixant la liste des activités pouvant être consolidés, les modalités de mise en œuvre de la consolidation des résultats et l'application du taux réduit de l'ICR reflète le lien existant entre la consolidation des résultats et l'application du taux réduit

² Article 10 du décret exécutif n° 08-01 précité.

Sous Section 3 : Les modalités de calcul de l'ICR suite à une Consolidation

La personne qui opte pour la consolidation des résultats doit déterminer un compte de résultat distinct pour chacune de ces activités pour lesquelles la consolidation est admise, le résultat consolidé soumis au taux réduit est égal à la somme C1 et C2.

C1 signifie le montant consolidé qui est déterminé après l'établissement d'un compte de résultat distinct pour chacune des activités pour les quelles la consolidation est admise et par l'addition des résultats de toutes ses activités assujetties au droit commun et ses activités objet de la loi n°02-01 relative à l'électricité et la distribution du gaz par canalisations ¹; tandis que C2 signifie le résultat consolidé qui est déterminé, pour l'ensemble des activités amont de la personne participant aux contrats de recherche et d'exploitation ou aux contrats d'exploitation².

L'article 11 du décret n°08-01 traite les détails de calcul de l'ICR suite à une consolidation en prévoyant trois probabilités.

A le résultat consolidé C2 imposable d'un exercice a une valeur négative ou nulle : dans cette probabilité, la personne n'est pas astreinte au paiement de l'ICR pour ledit exercice.

B- le résultat consolidé C2 imposable est positif, et la personne n'a pas épuisé le montant soumis au taux réduit : dans cette hypothèse on applique le taux réduit de 15% au résultat consolidé imposable de cette personne jusqu'à la limite de son montant soumis au taux réduit. Cette hypothèse engendre trois cas de figures qui sont :

- si C1 et C2 sont tous les deux positifs, on applique le taux de l'ICR selon le régime de droit commun en vigueur (taux IBS) au montant restant du résultat consolidé imposable jusqu'au montant total de C1, puis on applique le taux de 30% au montant restant du résultat consolidé imposable après déduction du montant imposé à 15% et de celui imposé au taux du droit commun
- si C1 est positif mais que C2 est négatif ou égal à 0, on applique le taux de l'ICR selon le régime de droit commun en vigueur, au montant restant du résultat consolidé imposable après déduction du montant imposé à 15%

¹ Article 05 du décret exécutif n° 08-01 fixant la liste des activités pouvant être consolidés, les modalités de mise en œuvre de la consolidation des résultats et l'application du taux réduit de l'ICR reflète le lien existant entre la consolidation des résultats et l'application du taux réduit.

² Article 06 du décret exécutif n° 08-01 précité.

- si C2 est positif mais que C1 est négatif ou égal à 0, on applique le taux de l'ICR de 30% au montant restant du résultat consolidé imposable après déduction du montant imposé à 15%.

C- le résultat consolidé imposable est positif, et la personne ne dispose pas d'un montant soumis au taux réduit :

Dans cette probabilité, trois cas de figure peuvent également se présenter :

- si C1 et C2 sont tous les deux positifs, on applique le taux de l'ICR selon le régime de droit commun au montant total de C1, puis on applique le taux de 30% au montant total de C2

- si C1 est positif et C2 est négatif ou égal à 0, on applique le taux de l'ICR selon le régime de droit commun à la totalité du résultat consolidé imposable

- si C2 est positif et C1 est négatif ou égal à 0, on applique le taux de l'ICR à la totalité de résultat consolidé imposable.

On remarque que l'impôt complémentaire sur le résultat calculé au taux réduit vise à promouvoir l'investissement dans l'aval et l'amont pétrolier, par application de l'opération de consolidation des résultats. Le taux réduit de l'ICR a été révisé dans l'amendement de 2006¹. On constate aussi que la redevance mensuelle et la taxe sur le revenu pétrolier qui sont des prélèvements réguliers, sont déductibles pour le calcul de l'impôt complémentaire sur le résultat sauf pour la taxe superficielle qui n'est pas déductible, bien que perçue régulièrement et considérée comme la taxe la plus répandue qui accompagne le contractant depuis la signature de son contrat de recherche et/ou d'exploitation des hydrocarbures.

En dépit de l'article 88bis de la loi n°13/01 modifiant et complétant la loi 05/07, les taux de l'impôt complémentaire sur le résultat sont modifiés, ils sont de 19% ou de 80%, en fonction des valeurs des coefficients R_1 et R_2 . Il est de 19% si le coefficient R_2 est inférieur à 1, et de 80% lorsque le coefficient R_2 est égal ou supérieur à 1. Ces dispositions s'appliquent dans le cas d'exploitation des hydrocarbures non conventionnels ; les périmètres d'exploitation dont la production journalière maximale est inférieure à 50.000 b.e.p et enfin pour les périmètres d'exploitation situés dans des zones très faiblement explorées, à géologie complexe. Cette modification ne s'appliquent pas pour les périmètres dont la production journalière maximale est égale

¹ Article 88 modifié par l'ordonnance n° 06-10 susvisée qui stipule que le taux réduit sera de 15% .

ou supérieure à 50.000 b.e.p. Ce dernier cas reste soumis aux dispositions de l'article 88 de la loi 05/07 relatif à l'application du taux normal de 30% et taux réduit de 15%.

Section 3 : Le recouvrement de l'impôt complémentaire sur le résultat

Avant de traiter le recouvrement de l'ICR (sous section 2), on doit présenter la structure chargée de recouvrement qui est la Direction des Grandes Entreprises DGE (sous section 1).

Sous Section 1 : La Direction des Grandes Entreprises

L'administration fiscale Algérienne s'est dotée récemment d'une structure dénommée Direction des Grandes Entreprises (DGE), elle fait partie des services extérieurs de l'administration fiscale, elle est créée par l'article 32 de la loi de finance pour 2002, et devenue opérationnelle en janvier 2006.

A- Les personnes morales relevant de la DGE

Elles sont déterminées par l'article 160 du code des procédures fiscales¹ à titre exhaustif, il s'agit : des personnes morales ou groupements de personnes morales de droit ou de fait exerçant dans le domaine des activités des hydrocarbures ainsi que leur filiales telles que prévues par la loi n° 86/14 relative aux activités de prospection, de recherche, d'exploitation et de transport par canalisation des hydrocarbures ; des sociétés de capitaux ainsi que les sociétés de personnes ayant opté pour le régime fiscal des sociétés de capitaux, dont le chiffre d'affaires à la clôture de l'exercice, est supérieur ou égal à cent millions de dinars ; les groupements de sociétés de droit ou de fait, lorsque le chiffre d'affaires annuel de l'une des sociétés membres est supérieur ou égal à cent millions de dinars ; des sociétés implantées en Algérie membres de groupes étrangers ainsi que celles n'ayant pas d'installation professionnelle en Algérie.

Il est à noter que cet article comporte une lacune, du fait qu'il est institué par la loi de finances pour 2003, à l'époque où la loi n° 86/14 demeurait en vigueur. De ce fait, le législateur Algérien n'a pas pris en considération, les dispositions de la loi n° 05/07 modifiée et complétée qui a abrogé la loi n° 86/14². Et par conséquent, l'article devrait prévoir aussi les personnes morales qui sont soumises aux dispositions de la loi 05/07 qui remplissent leurs obligations déclaratives devant la DGE, sauf pour le cas de la redevance qui est déclarée à l'agence ALNAFT.

¹ Cet article a été institué par l'article 60 de la loi de finances pour 2003.

² Article 114 de la loi n° 05/07 modifiée et complétée abrogeant les dispositions de la loi n° 86/14.

B - L'organisation de la DGE

La direction des grandes entreprises est composée de plusieurs sous directions à savoir la sous direction de gestion, la sous direction des moyens, la sous direction du contentieux, la sous direction du contrôle et des fichiers, la sous direction de la fiscalité des hydrocarbures¹. L'arrêté ne limite pas les missions de ces sous directions, il les indique à titre d'exemple, en prenant le cas de la sous direction de la fiscalité des hydrocarbures et celle de la gestion.

La sous direction de la fiscalité des hydrocarbures est chargée notamment de la gestion des dossiers fiscaux des entreprises de droit Algérien exerçant dans les secteurs pétroliers, parapétroliers ainsi que des sociétés étrangères non résidentes ; l'élaboration et l'exécution des programmes de vérification de ces dossiers ; l'établissement de diagnostics périodiques, d'Analyses, de statistiques et de la préparation de plans d'actions.

Cette sous direction est composée de trois bureaux : un bureau de gestion des dossiers fiscaux qui est chargé d'assurer la prise en charge et le contrôle des déclarations fiscales mensuelles et annuelles, un bureau des vérifications fiscales, et un bureau des statistiques et des synthèses.

Tandis que la sous direction de la gestion, elle est chargée du suivi de recouvrement des impôts, droits et taxes. Cette mission sera assurée par le bureau du contrôle de recouvrement et de l'apurement, ce bureau est chargé d'assurer l'évaluation et le suivi périodique et statistique de l'action du recouvrement.

On remarque que le législateur n'a pas limité les missions de ces sous directions du fait qu'il utilise fréquemment le terme *notamment*, quand il détermine les missions de ces sous directions et ceci pour permettre à ces structures de s'adapter aux nouvelles données intervenant dans le domaine de la fiscalité pétrolière, et pour assurer une synchronisation dans la résolution des problèmes des contribuables avec l'administration fiscale.

Sous Section 2 : Le recouvrement de l'impôt complémentaire sur le Résultat par la DGE

Par application de l'article 95 de la loi n° 05/07 modifiée et complétée, l'ICR est payé au plus tard le jour de l'expiration du délai fixé pour le dépôt de la déclaration annuelle des résultats de l'exercice qui est fixé au plus tard le 31 mars. Lorsque ce délai expire un

¹ Arrêté interministériel du 21 février 2009 fixant l'organisation et les attributions des services extérieurs de l'administration fiscale. JO n° 20.

jour de congé légal, l'échéance est reportée au premier jour ouvrable qui suit¹. A cet effet, chaque entité fiscale de l'entreprise SONATRACH, à savoir : la Division association pour les périmètres en association et la Division production pour les périmètres SONATRACH seule, établira au plus tard le 31 mars de chaque année une déclaration fiscale au titre de l'ICR. En outre, ces entités doivent procéder à l'établissement de l'ordre de virement de l'ICR au bénéfice du receveur des grandes entreprises: compte courant du trésor auprès de la banque d'Algérie. Cet ordre de virement doit être déposé auprès de la banque extérieure d'Algérie au plus tard le 30 Mars. Quant au dossier de déclaration, il doit être déposé au plus tard le 31 mars auprès du receveur de la direction des grandes entreprises (accompagnée d'une copie de l'ordre de virement avec l'accusé de réception de la BEA). Ensuite, l'avis de débit attestant que le virement est effectué auprès de la BEA doit être récupéré et déposé auprès du receveur de la DGE.

On constate que l'agence ALNAFT n'est pas tenue de s'assurer que l'opérateur s'est acquitté de l'ICR conformément à l'article 14 de la loi 05/07. En revanche, son rôle de régulation apparaît d'une façon prédominante dans le cadre des procédures de consolidation des résultats des activités de recherche et d'exploitation et l'application du taux réduit de l'ICR. Dans ce cadre, l'article 12 du décret exécutif n°08-01 fixant la liste des activités pouvant être consolidés, les modalités de mise en œuvre de la consolidation des résultats et l'application du taux réduit de l'ICR incombent à cette agence l'obligation de veiller à l'application des dispositions décret exécutif n°08/01.

L'amendement de la loi 05/07 en 2006 impose les associés étrangers de la SONATRACH au paiement d'une taxe sur les superprofits réalisés dans le cadre des contrats d'associations signés en vertu de la loi 86/14. Cette taxe vise à écremer les plus values réalisées par ces associés grâce aux prix élevés du pétrole.

¹ « Lorsque le délai de dépôt des déclarations relatives aux impôts et taxes prévus par la loi n° 05/07 du 28 avril 2005, modifiée et complétée relative aux hydrocarbures, expire un jour de congé légal, l'échéance est reportée au premier jour ouvrable qui suit » article 42 de la loi n°12-12 du 26 décembre 2012 portant loi de finances pour 2013, JO n° 72 du 30 décembre 2012.

CHAPITRE 3

LA TAXE SUR LES PROFITS EXCEPTIONNELS

L'amendement de la loi 05/07 a fait naître un régime fiscal transitoire, il s'agit de la taxe sur les profits exceptionnels réalisés par les associés de la SONATRACH dans le cadre des contrats signés avant 2005, lorsque la moyenne arithmétique du prix de baril dépasse 30 dollars. Le principe de taxation des superprofits est aussi prévu dans la fiscalité de droit commun. La loi de finances complémentaire pour 2010 prévoit une taxe forfaitaire sur les superprofits réalisés dans les conjonctures particulières hors du secteur des hydrocarbures, cette taxe est assise sur les marges exceptionnelles par application d'un taux qui varie entre 30% à 80%¹. L'article 23 de cette loi prévoyait une taxe applicable sur le blé dur importé à un prix inférieur au prix de régulation. Elle est due par les importateurs du blé dur. En revanche, les importateurs de blé dur par l'office Algérien interprofessionnel des céréales sont exonérés de cette taxe². Aux Etats unis, cette TPE a été instaurée en avril 1980, elle était prélevée sur l'écart entre un prix de base, et le prix de vente réel du brut, avec un taux variant de 30% à 70% selon le produit, la date de mise en service du puits, le mode de récupération et la taille du producteur, son rendement a été maximal en 1981³, mais n'a plus rapporté que 8.9 Milliards de dollars en 1984⁴, elle a été abrogée le 23 août 1988, au milieu des bas prix du pétrole⁵. Les modalités de calcul de cette taxe sont fixées par voie réglementaire (section 2), son champ d'application est défini par l'ordonnance de 06-10 (section 1).

Section 1 : Le champ d'application de la taxe sur les profits Exceptionnels

À la fin de 1970 et au début de 1980, un certain nombre de gouvernements ont créé des taxes supplémentaires pour capter des bénéfices exceptionnels réalisés à l'occasion de la flambée des prix du pétrole⁶.

¹ Article 22 de la loi de finances complémentaire pour 2010, JO n° 49 du 29 août 2010.

² Cette taxe a été abrogée par les dispositions de l'article 50 de la loi de finances pour 2012.

³ Prés de 23.3 Milliards de dollars.

⁴ P.SIGOGNE & P.AROYO in : « *États- Unis : la courte échelle* », Revue de l'Observatoire Français des conjonctures économiques (OFCE), N° 16, 1986, p. 85.

⁵ Cette taxe a été abrogée sous prétexte qu'elle a généré des revenus brut d'environ 80 milliards de Dollars ou 80% de moins que le montant prévu de 393 milliards de dollars, (CRS Repport, la taxe de pétrole brut Windfall)

⁶ « In the late 1970 s and early 1980s a number of governments created additional taxes to capture excess profits from unexpectedly high oil price ». D.JONHSTON, in: « *international petroleum systems and production sharing contract* ». Édition penwell books 1994.P 29.

Cette taxe est instaurée par l'article 3 du décret exécutif n°06/10, elle s'applique sur la part de la production de l'associé étranger lorsque la moyenne arithmétique du prix de baril dépasse 30 dollars. La règle servant à l'instauration de cette taxe est que les associés étrangers de la SONATRACH réalisent de plus en plus de plus-values importantes sans que ces associés étrangers ne soient soumis à un mécanisme d'écrémage non prévu par les contrats d'associations conclus dans le cadre de la loi n° 86/14, car lors de la signature de ces contrats les cours du pétrole étaient à 10 dollars alors qu'après un certain nombre d'années ils atteindront plus de six ou sept fois ce montant¹.

Bien que cette taxe permet de générer des profits considérables pour le trésor public, elle constitue une atteinte au principe de stabilité du régime fiscal² reconnu dans les contrats d'associations, certaines sociétés étrangères ont contesté le principe de cette taxe, tel que la société Anadarko, cette contestation a fait naître un différend qui a été réglé définitivement en mars 2012 à l'amiable entre la compagnie Anadarko et l'Etat Algérien sans recourir à l'arbitrage international³. Cette taxe est payée par la Sonatrach qui procèdera au prélèvement à partir de la part de la production de chaque associé étranger, de la quantité d'hydrocarbures liquides et gazeux correspondant au montant de ladite taxe et qui sera commercialisée par SONATRACH.

Section 2: Les modalités de calcul de la taxe sur les profits exceptionnels

L'article 101 bis de la loi n°05/07 stipule que les modalités de calcul de la TPE, sont fixées par voie réglementaire. En effet, il s'agit du décret exécutif n°06-440⁴, en plus de ce décret, l'agence ALNAFT et plus précisément, la division gestion des contrats et affaires juridiques a élaboré une procédure d'application de ce décret. Le calcul de la TPE se fait mensuellement sur la base de la part de production des hydrocarbures liquides et gazeux des associés étrangers de SONATRACH dans la limite de 49%.

Dans le cas où SONATRACH doit rembourser à l'associé étranger un montant relatif à un investissement de recherche qu'il aurait financé à titre d'avance, la part de production d'hydrocarbures revenant à l'associé étranger au titre de remboursement ainsi que le

¹ A la fin 2008 ils atteignaient les 150 dollars.

² L'article 102/2 de la loi 05/07 stipule que : « 2- pour les contrats d'associations en participation : ...- la part de la production de l'associé étranger reste soumise aux conditions fiscales établies dans le contrat d'association. ».

³ Ce point va être développé à la fin de ce chapitre.

⁴ Décret exécutif n° 06-440 du 02 décembre 2006 fixant la procédure, les conditions d'application et la méthodologie de calcul de la taxe sur les profits exceptionnels (TPE), JO n° 78.

montant relatif au financement d'un ouvrage de transport pour le compte de la SONATRACH seront exclus de la part totale lui revenant pour le calcul de la TPE¹. En outre, si pour un contrat d'association donné, il est prévu un partage de production pour chaque gisement donné dans le cadre de ce contrat, la TPE sera calculée pour chacun de ces gisement. En revanche, s'il est prévu un partage de production sur la production consolidée de tous les gisements exploités, une seule TPE sera calculée pour cette production consolidée².

La TPE n'est pas une charge déductible de la base fiscale servant au calcul de l'impôt sur la rémunération, comme elle n'est pas aussi déductible pour le calcul de l'ICR³.

Sous Section 1 : Le calcul des taux de la TPE

Les taux de la TPE sont calculés selon cinq cas probables qui sont prévus par l'article 8 du décret exécutif n° 06-440 fixant la procédure, les conditions d'application et la méthodologie de calcul de la taxe sur les profits exceptionnels :

1- Le cas de contrats dans lesquels il est prévu un partage de production sans distinction entre la part de la production pour la récupérations des coûts appelée (cost oil) et la part de production pour la rémunération appelée (profit oil) et sans mécanisme de prix plafond (*Price cap*): dans ce cas, les taux varient entre 5% et 50% selon la moyenne de la part de la production.

2 - Pour les contrats dans lesquels il est prévu une formule spécifique au calcul de la rémunération de l'associé sans mécanisme de *Price cap*, les taux varient entre 15% et 50% selon la moyenne de la part de la production.

3- Pour les contrats qui prévoient une formule spécifique au calcul de la rémunération de l'associé étranger avec mécanisme de *Price cap* : le taux de la TPE sera déterminé en fonction d'un coefficient calculé selon une formule spécifique suivante :

Coefficient (a) = $(PB_n - PC_n \div PC_n)$ si $PB_n \times P_n > 30$ US\$/baril.

PB_n : prix du baril tel que défini dans l'article 2 du décret exécutif 06-440

PC_n : valeur du « Price cap » indexé du mois civil n défini dans le contrat d'association concerné.

¹ Le législateur voulait par cette déduction, récompenser l'associé étranger de son financement de l'investissement de recherche qui nécessite un capital important d'autant plus que l'associé étranger supporte le risque exploratoire dans la phase de recherche des gisements d'hydrocarbures.

² Article 2 de la procédure d'application du décret exécutif n° 06-440 relatif à la TPE, établie par l'agence ALANFT.

³ Article 3 du décret exécutif n° 07-131 du 7 mai 2007 susvisé.

P_n : coefficient de « Price cap » du mois civil n, défini dans le contrat d'association concerné.

4- Dans les contrats contenant une formule de partage de production de type: $P_i = (a-b)$ où $P_i = (K*a-b)$ tel que défini dans les contrats d'association concernés: les taux varient entre 5% et 50% mais selon une moyenne de production différente au trois premier cas.

5- Dans les contrats d'associations en participation: les taux sont aussi variables entre 5% et 50% mais selon une part de production moins considérable que dans le premier et deuxième cas, les taux et les tranches de production sont identiques avec celle du quatrième cas comme il est indiqué au tableau suivant¹ :

Tableau n°6 :

Type de contrats	Moyenne part de production B/J	Coefficient (a)	Taux
Contrats dans lesquels il est prévu un partage de production sans distinction entre profit oil et cost oil et sans mécanisme de <i>price cap</i>	-inférieure ou égale à 5000		5 %
	Entre 5001 et 10 000		15%
	Entre 10 001 et 25 000		25%
	Entre 25 001 et 40 000		35%
	40 001 et plus		50%
Contrats dans lesquels il est prévu une formule spécifique pour le calcul de la rémunération de l'associé étranger sans mécanisme de <i>price cap</i>	- ou = 1000		15 %
	Entre 1001 et 3000		25%
	Entre 3001 et 5000		35%
	Entre 5001 et 7000		45%
	7000 et plus		50%
Contrats prévoyant une formule spécifique pour le calcul de la rémunération de l'associé étranger avec mécanisme de <i>price cap</i>	Coefficient (a) est inférieur ou égal à 0.2		5%
	(a) est supérieur à 0.2 et inférieur ou égal à 0.5		10%
	(a) est supérieur à 0.5 et inférieur ou égal à 1.0		15%
	(a) est supérieur à 1.0 et inférieur ou égal à 1.5		20%
	(a) est supérieur à 1.5 et inférieur ou égal à 2.0		30%
	(a) est supérieur à 2.0 et inférieur ou égal à 2.5		40%
	(a) est supérieur à 2.5		50%

¹ Article 8 du décret exécutif n° 06-440 précité.

Contrats contenant une formule de partage de production type $P_i = (a-b)$ ou $P_i = (k*a-b)$ tel que défini dans les contrats d'association	inférieure ou égale à 20 000	5 %
	Entre 20 001 et 40 000	15%
	Entre 40 001 et 60 000	25%
	Entre 60 001 et 80 000	35%
	Entre 80 001 et 100 000	45%
	Plus de 100 000	50%
Pour les contrats d'association en participation	inférieure ou égale à 20 000	5 %
	Entre 20 001 et 40 000	15%
	Entre 40 001 et 60 000	25%
	Entre 60 001 et 80 000	35%
	Entre 80 001 et 100 000	45%
	Plus de 100 000	50%

Source : Article 08 du décret exécutif n° 06/440.

En analysant le quatrième et cinquième cas, on constate que la part moyenne de production ainsi que le taux y afférent sont identiques, alors que le taux de la TPE le plus excessif est celui indiqué dans le deuxième cas¹, en revanche les taux sont moins excessifs dans le quatrième et cinquième cas indiqués dans le tableau ci-dessus. En effet, si un associé étranger réalise une part de production de 8000 b/j dans le cadre des contrats dans lesquels il est prévu une clause contenant une formule spécifique de calcul de la rémunération sans mécanisme de *Price cap*, il est assujéti à la TPE à un taux excessif de 50% ; en revanche, si cette même part de production est réalisée dans le cadre des contrats d'association, le taux de la TPE sera de 5%.

Dans les dix jours qui suivent la fin de chaque mois civil, la société sonatrach doit établir et transmettre à l'agence ALNAFT, un bilan mensuel des prélèvements des quantités d'hydrocarbures liquides et gazeux effectuées sur la part de production de ses associés étrangers au titre de paiement de la TPE, cette disposition confirme le rôle déterminant de l'agence dans le calcul de cette taxe.

La TPE est applicable à compter du premier août 2006, alors que le décret exécutif portant création de cette taxe est promulgué en décembre de cette année ; de ce fait, les mois: août, septembre, octobre, novembre et décembre de l'année 2006, représentent la TPE antérieure.

¹ Contrats dans lesquels il est prévu une formule spécifique pour le calcul de la rémunération de l'associé étranger sans mécanisme de *Price cap*.

Les prélèvements au titre de la TPE antérieure seront effectués à partir du mois de Mars 2007, sur les parts de production revenant aux associés étrangers, au titre du mois de février 2007¹.

Sous Section 2 : La structure chargée de l'opération de calcul

Le calcul de la TPE sera effectuée par la SONATRACH Division Association, dans les cinq (5) premiers jours ouvrables de chaque mois civil, cette Division doit, dans le même délai et pour chaque mois civil, notifier à SONATRACH Activité commercialisation, les quantités d'hydrocarbures relatives à la TPE, ainsi que les quantités d'hydrocarbures à mettre à la disposition des associés étrangers, la division commercialisation doit notifier à chaque associé étranger, les quantités d'hydrocarbures à prélever au titre de la TPE au profit de trésor public, ainsi que les quantités d'hydrocarbures qui seront mises à sa disposition pour enlèvement. La TPE est applicable à compter du 1 aout 2006. De ce fait, la période comprise entre cette date et le premier mois qui suit le mois de publication du décret 06-440 au journal officiel est relative à la TPE antérieure. Pour s'acquitter du montant de la taxe auprès du trésor public, SONATRACH prélève un maximum de 80% de la part de la production des hydrocarbures liquides et gazeux revenant à l'associé étranger au titre du mois considéré lorsque ladite part est supérieure à 80.000 b/j. En revanche, elle prélève un maximum de 65% de cette part lorsqu'elle est inférieure à 80 000 b/j².

Sous section 3 : sur la régularité de la TPE

L'objet de litige né entre l'Algérie et les sociétés pétrolières redevables de la TPE est relatif au non respect de l'Algérie des clauses juridiques prévues par la loi 05/07 notamment l'article 102 qui soumet la part de l'associé étranger aux conditions fiscales établies dans les contrats d'association. En effet, la législation Algérienne a instauré une nouvelle taxe qui n'était pas prévue ni lors de la signature des contrats d'association entre la sonatrach et ses associés étrangers ni dans le cadre de la loi 86/14. Par ailleurs, les sociétés étrangères ont conclu des contrats d'association avec la SONATRACH sous l'empire de la loi 86/14, de ce fait, elles sont soumises aux impôts et taxes prévus par ladite loi jusqu'à l'expiration de la durée du contrat. Et par conséquent, c'est l'apparition de ce type de prélèvement qui est contestée par les associés étrangers de la

¹ Article 3 de la procédure d'application du décret exécutif n°06-440 relatif à la TPE, établie par l'agence ALNAFT.

²Article 11 du décret exécutif n°06-440 susvisé.

SONATRACH et qui constitue une atteinte au principe de stabilité du régime fiscal reconnu à l'article 102 de la loi 05/07.

Dans ce cadre, le différend né entre l'Etat Algérien et les sociétés pétrolières Anadarko et Maersk relatif au paiement de la TPE a été réglé par un accord à l'amiable. Cet accord a mis un terme définitif aux arbitrages qui ont été introduits par ces deux compagnies, aux fins de contester le prélèvement de la TPE¹.

L'accord prévoit le paiement de la TPE par les partenaires de la SONATRACH, ce compromis prévoit la livraison à Anadarko sur une période de douze 12 mois, de quantités supplémentaires de pétrole pour un montant de 1.8 Milliards de dollars, en outre, les deux parties ont convenu de modifier leur contrat de partage de production, qui prévoit de fournir d'autres quantités supplémentaires de pétrole à Anadarko d'un montant de 2.6 milliards de dollars, soit en tout l'équivalent de 4.4 Milliards de dollars de pétrole qui sera fournis par la SONATRACH à la compagnie Américaine.

L'amendement de ce contrat prévoit aussi de prolonger la licence d'exploitation des gisements d'el Merk qu'Anadarko développe en partenariat avec Sonatrach à 25 ans à compter de la date initiale de conclusion de contrat. Ajoutant que les prélèvements au titre de la TPE se sont établis en 2010 à plus de 2.6 millions en Tonne Equivalent Pétrole (TEP) soit l'équivalent de plus de 1.6 milliards de dollars, en hausse de 4% par rapport à l'exercice de 2009².

En vertu de cette conciliation qui a couté cher à l'Etat Algérien, la société SONATRACH doit compenser le montant de la taxe sur les profits exceptionnels en quantités supplémentaire de pétrole brut, de ce fait, on se demande quelle est la somme entière des quantités de pétrole qui pourront être fournis à d'autres compagnies pétrolières étrangères, si ces dernières entameront une procédure contentieuse relative au paiement de la TPE.

La résolution du différend à l'amiable sans recours à l'arbitrage international fait preuve que l'Algérie a su que la procédure de l'arbitrage ne lui apportera pas gains de cause puisque elle n'a pas respecté le principe de stabilité du régime fiscal reconnu dans les contrats d'associations et dans et dans la loi 05/07. Dans la législation comparée notamment en droit Camerounais, les dispositions juridiques et fiscales ne pourront être aggravées pendant la durée du contrat de recherche et ou d'exploitation des

¹ Sachant que cette taxe s'applique uniquement à une valeur de production supérieure à un prix du baril de 30 dollars, rappelant que le taux de la taxe attribué à Anadarko étant de 50%, à raison du taux de production de cette compagnie qui est fixé à 60.000 barils/jours.

² Rapport SONATRACH pour l'exercice 2010.

hydrocarbures, pendant une durée de vingt cinq ans à compter de la date d'entrée en vigueur du contrat, sans que la durée totale de garantie ainsi accordée puisse excéder trente ans¹. Au Gabon, au Congo et en Guinée Equatoriale, la stabilisation des clauses juridiques et fiscales et plutôt spécifiée dans les conventions d'établissements, elle est illimitée dans le temps. Cette stabilité illimitée peut être considérée comme exagérée du fait que les plans d'investissements, de financement et la rentabilité des projets d'activités pétrolières ont été établis sur la base de certaines hypothèses prenant en compte une situation fiscale. Un changement brusque de cette situation pourrait entraîner un changement des hypothèses de base, ce qui n'est pas aisé. La solution idoine est que les dispositions juridiques et fiscales seront stabilisées durant toute la période initiale du contrat. A chaque renouvellement, ces dispositions seront adaptées à la législation ou à la conjoncture en vigueur.²

Par conséquent, on peut conclure qu'en Algérie, la TPE est contestable sur le plan juridique car la clause de stabilité du régime fiscal n'a pas été respectée. Certains auteurs définissent cette clause comme étant une disposition contractuelle édictant l'inopposabilité de nouvelles mesures fiscales à son cocontractant, paralysant ainsi sa compétence législative *inter partes*³.

Pour conclure, le différend réglé à l'amiable entre l'Etat Algérien et certaines sociétés pétrolières n'a pas abrogé la TPE, elle demeura toujours en vigueur jusqu'à l'expiration des contrats d'association conclus sous l'empire de la loi 86/14. Par ailleurs, la TPE va être remplacée par l'ICR pour les contrats qui seront conclus après la promulgation de la nouvelle loi modifiant et complétant la loi 05/07. En effet, en vertu de l'article 88 bis du projet de loi modifiant et complétant la loi 05/07, le taux de l'ICR sera augmenté à 80% si les bénéfices des compagnies étrangères atteignent des seuils importants. En vertu de cet article, le législateur veut procéder à l'écroulement des superprofits des sociétés étrangères bénéficiant d'avantages fiscaux et découvrant de grands gisements générant des bénéfices exceptionnels.

¹ Loi camerounaise n° 64-LF-4 du 6 avril 1964, fixant l'assiette, les taux et mode de recouvrement des droits fixes, redevances et taxes minières, art.42.

² A.L.DIKOUNE in : « *La fiscalité pétrolière dans les états membres de la CEMAC* ». ouvrage précité, P. 343.

³ R.ANTAGUA FONGUE & A.TOCKE in : « *Éléments de la fiscalité des affaires au Cameroun* » Edition l'Harmattan, Paris, 2011, p. 57.

Considérant que l'activité de l'amont pétrolier exige un progrès technique et un coût financier important, la loi confère aux contractants la possibilité de céder et/ou transférer tout ou partie de leurs droits et/ou obligations entre eux ou à toute personne. Ce transfert est passible d'un droit non déductible payé au trésor public.

CHAPITRE 4

LES DOITS DE CESSION ET DE TRANSFERT DES DROITS ET/OU OBLIGATIONS

Par application de l'article 31 de la loi n° 05-07 modifiée et complétée qui dispose que « *la personne constituant le contractant ou 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* », on déduit de cet article que le législateur confère au contractant la possibilité de transfert de droits et obligations, compte tenu de la technicité des travaux de recherche et exploitation et vu l'ampleur des coûts financiers de l'exploitation dans ce domaine. Ce transfert est passible d'un droit non déductible payé au trésor public dont le montant est égal à 1% de la valeur de la transaction. Ce type de prélèvement est similaire aux droits de mutation à titre onéreux prévus dans la fiscalité ordinaire. Ces droits de mutation sont critiqués car ils constituent une entrave à la circulation des biens et par là un obstacle à la modernisation économique¹. Les droits de cession et/ou de transfert des droits et/ou obligations sont une imposition occasionnelle puisqu'ils s'appliquent lors de la mutation d'un droit et/ou obligation dans un contrat de recherche et/ou d'exploitation des hydrocarbures. L'impôt frappe la mutation (*negotium*) et non l'acte (*instrumentum*). Les cas de cession et/ou transfert (section 2) ainsi que leurs modalités de calcul sont prévus par voie réglementaire (section 3). En revanche, les conditions de validité de cette cession (section 1) sont prévues par la loi 05/07.

¹ J.GROSCLAUDE & P.MARCHESSOU in : « *Droit fiscal général* », 6^e édition, Dalloz, Paris, 2007, p. 434.

Section 1 : Les conditions de validité de cession et/ou transfert des droits et obligations

En règle générale, pour que cette cession et/ou transfert soient valables sur le plan juridique, une autorisation doit être délivrée par l'agence ALNAFT (sous section 1). Cette règle pourra être renversée par une décision ministérielle (sous section 2).

Sous Section 1 : L'autorisation de l'agence ALNAFT

En vertu de l'article 31 de la loi 05/07, le contractant désirant céder ou transférer tout ou partie de ses droits et obligations, doit avoir préalablement, l'approbation de l'agence ALNAFT. Cette approbation est délivrée suite à une notification écrite adressée à cette agence. Cette notification doit indiquer les noms et adresses du ou des bénéficiaires ; spécifier le pourcentage de la part d'intérêt proposée à transférer, et donner un résumé détaillé des termes et conditions du transfert proposé, incluant une déclaration de la valeur de la transaction certifiée conjointement par le cessionnaire et le bénéficiaire proposé¹.

L'approbation de l'agence ALNAFT doit être concrétisée par un avenant à ce contrat qui est approuvé par décret pris en conseil des ministres, après que les parties aient signé le contrat².

Dans la législation comparée et notamment en droit Camerounais, la cession et/ou le transfert de tout ou partie des droits et obligations, produira son effet par une demande au ministre chargée des hydrocarbures, ce dernier accorde cette cession ou transfert par décret, dans un délai de soixante jours³ à compter de la date de réception de la demande d'approbation de cette opération, qui comporte plusieurs éléments, parmi elles on trouve celle qui oblige le titulaire du contrat pétrolier à fournir les documents qui attestent la capacité financière et technique du cessionnaire proposé, en vue d'exécuter les obligations de travaux et les autres engagements pris en vertu du contrat pétrolier⁴.

L'intention du législateur Camerounais de s'immiscer dans l'autonomie de la volonté des parties en les obligeant de fournir les documents qui attestent la capacité financière et technique du cessionnaire, s'inscrit dans le cadre de la préservation des intérêts de

¹ Les éléments de cette notification sont prévus par l'article 9 du décret exécutif n° 07- 336 du 31 octobre 2007 fixant le mode de calcul et de liquidation de droits de transfert des droits et obligations dans un contrat de recherche et d'exploitation ou un contrat d'exploitation des hydrocarbures. JO n° 70 du 05 novembre 2005.

² Article 30 par renvoi de l'article 31 de la loi n°05-07 relative aux hydrocarbures modifiée et complétée.

³ Il est à noter que la législation Algérienne ne prévoit pas un délai déterminé pour la délivrance de l'approbation de cette cession ou transfert.

⁴ Article 31 du décret n° 2000/465 du 30 juin 2000, portant application du code pétrolier Camerounais.

l'Etat, en garantissant l'exécution des travaux énoncés dans le contrat pétrolier. Cette cession est passible d'un droit de mutation versé au trésor public¹.

Il est à noter que la loi 05/07 accorde à la société sonatrach, un droit de préemption qui doit l'exercer dans un délai n'excédant pas 90 jours à compter de la date de notification de ce transfert par ALNAFT². Il faut dire bien que ce droit consiste à protéger les intérêts nationaux dans le cadre de la politique nationale des hydrocarbures, il restreint le principe de libre concurrence entre les compagnies pétrolières. Car ces dernières doivent attendre la position de la SONATRACH qui doit être manifestée dans les 90 jours à compter de la date de notification de transfert par ALNAFT. C'est qu'après l'écoulement de cette durée que les autres sociétés pétrolières peuvent manifester leur volonté pour une éventuelle cession et /ou transfert de droits et/ou obligations. Il est à noter que ce droit de préemption est prévu dans tous les cas de cession et/ ou transfert puisque le législateur n'a pas restreint son champ d'application.

Sous Section 2 : La décision du ministre chargé des hydrocarbures

Le dernier alinéa de l'article 31 de la loi n°05-07 stipule que : « ...*le ministre chargé des hydrocarbures, peut sur rapport motivé et circonstancié, déroger à ces dispositions pour des motifs d'intérêts général dans le cadre de la politique en matière d'hydrocarbures* ». En dépit de ce dernier alinéa, l'autorisation de l'agence ALNAFT ne sera plus exigée pour l'opération de transfert des droits et/ou obligations entre les contractants, elle sera désormais substituée par la décision du ministre chargé des hydrocarbures qui pourra sur rapport motivé et circonstancié, autoriser d'éventuels cession et/ou transfert.

Cet alinéa semble être ambigu du fait qu'il n'explique pas la notion d'intérêt général dans la politique Algérienne des hydrocarbures, cette notion est de sens large et ne peut être interprétée que par ce ministre qui est seul compétent à estimer les situations et les faits juridiques pouvant entrer dans la sphère de cette notion³. La dérogation du ministre peut comprendre les règles relatives à l'autorisation d'ALNAFT ainsi que l'approbation de ce transfert par décret pris en conseil des ministres, comme elle peut viser le droit de préemption accordé à la SONATRACH.

¹ Article 32 du décret n° 2000/465 du 30 juin 2000, portant application du code pétrolier Camerounais.

² Article 31/2 de la loi n° 05-07 susvisée.

³ Cette dérogation visant à renverser les dispositions juridiques au nom de l'intérêt général existe aussi dans les modalités de conclusion de contrat de recherche et/ou d'exploitation (article 32/4 de la loi n°05-07 modifiée et complétée).

Section 2 : Les cas de cession et/ou de transfert des droits et obligations

Le législateur Algérien n'a pas précisé les cas de cession et/ou de transfert à l'article 31, il confère cette question aux dispositions du décret exécutif n° 07-336 fixant le mode de calcul et de liquidation de droits de transfert des droits et obligation qui définit clairement les types de transfert que le contractant doit impérativement les respecter. Ces cas sont définis à l'article 2 du décret exécutif d'une façon exhaustive, il s'agit de cession d'intérêts dans le contrat, de fusion ou d'acquisition de sociétés, d'un changement de contrôle, de fusion ou d'acquisition de sociétés si aucune découverte n'a encore été déclarée jusque la commercialisation exploitable, ou dans le cas de tout autre transfert. Il faut noter que dans ce dernier cas le législateur renverse la règle de limitation, puisqu'il utilise le terme de « *tout autre transfert* ». Il faut noter que le transfert le plus marquant dans cette branche d'activité est le transfert de compétence et de technologie dont l'Algérie a vivement besoin. Car aujourd'hui, les pays sont de plus en plus convaincus, dans une économie qui se mondialise et dans un contexte d'effervescence technologique, que l'investissement dans le développement et dans la maîtrise des technologies est crucial¹.

Sous section 1 : La cession d'intérêts dans le contrat pétrolier

Les intérêts dans un contrat de recherche et/ou d'exploitation peuvent être nombreux car les activités amont pétrolier sont en évolution constante, pour cette raison, le législateur Algérien n'a pas limité les cas de cession. En outre, ces intérêts qui sont soit des droits et/ou obligations, peuvent être relatifs à la période de recherche ainsi qu'à la période d'exploitation, le contractant peut céder son droit d'utilisation du domaine maritime, le droit de bénéficiaire de servitudes, comme il peut aussi céder ses obligations telles que l'obligation de remise en état des sites ou l'obligation de préparer une étude d'impact environnemental. Les opérations de cession existaient depuis longtemps, en 1968, la société Getty a cédé à la SONATRACH 51% de ses droits et intérêts². L'approbation de cette cession et/ou transfert est donné par l'agence ALNAFT³.

¹ F.AMESSE in : « L'industrie des hydrocarbures, défis et opportunités ». Édition TECHNIP, PARIS 1995, p. 255.

² BENCHIKH in : « *Les instruments juridiques de la politique Algérienne des hydrocarbures* », thèse précitée, p. 112.

³ Dans la législation comparée ,notamment en droit Camerounais, seules les cessions visant à octroyer plus de 33% du total des intérêts à un tiers requièrent l'approbation du ministre chargé des mines.

Sous section 2 : Le changement de contrôle

On entend par changement de contrôle « toute situation où la majorité des droits détenus dans le capital d'une personne ayant une participation dans un contrat de recherche et/ou d'exploitation ou dans un contrat d'exploitation ou de sa société mère ou de toute personne détenant plus de cinquante 50% des droits de vote au sein de ladite personne, est vendue ou transférée directement ou indirectement en une seule ou une série de transactions à une ou plusieurs personnes non-affiliées »¹. Cet article a repris la définition prévue à l'article 731 du code de commerce Algérien qui stipule que : « une société est considérée comme en contrôlant une autre : lorsqu'elle détient directement ou indirectement une fraction du capital lui conférant la majorité des droits de vote dans les assemblées générales de cette société ». Il est à noter que la prise de contrôle d'une société peut se faire par les offres publiques d'achat qui permettent de réaliser rapidement des concentrations ou restructurations d'entreprises à un prix fixé à l'avance. L'offre publique d'achat est l'opération par laquelle une personne morale, fait connaître publiquement aux actionnaires d'une société qu'elle désire acquérir leurs titres à un prix déterminé, généralement supérieur au cours de bourse, réglé soit en espèce soit par remise d'actions ou d'obligations². Cependant, l'offre publique d'achat provoque toujours une déstabilisation de la société, comme elle a un effet néfaste sur le marché financier dans la mesure où chaque fois qu'une société mère absorbe l'une de ses filiales, c'est une valeur qui disparaît de la bourse³. Dans ce cadre, le législateur Algérien prévoit un moyen de défense contre les OPA. Il s'agit de la clause d'agrément, cette clause soumet la cession des actions⁴ à un tiers à l'agrément de la société, elle permet de conserver à la société un caractère familial ou national en évitant l'immixtion d'étrangers indésirables⁵. Il est à noter qu'en cas de cession de contrôle, le cessionnaire acquiert des actions ou des parts sociales et, en requérant la société, il acquiert non seulement son actif mais également tout son passif⁶.

¹ Article 4 du décret exécutif n°07-336 susvisé.

² P.MERLE in : « *Droit commercial, sociétés commerciales* », ouvrage précité, p. 790.

³ ibidem.

⁴ La clause agrément ne peut être stipulée que si les actions revêtent exclusivement la forme nominative. Art 715 bis 55 al. 2 C.com.

⁵ P.MERLE in : « *Droit commercial, sociétés commerciales* », ouvrage précité, p. 372.

⁶ J.PAILLUSSEAU, J.CAUSSAIN, H.LAZARSKI in : « *La cession d'entreprise* », 4^e éd. Dalloz 1999, p. 201.

Sous section 3 : Le cas de fusion ou d'acquisition de sociétés

La fusion est l'opération par laquelle deux ou plusieurs sociétés se réunissent pour n'en former qu'une seule. Elle peut résulter soit de la création d'une société nouvelle par les sociétés existantes, soit de l'absorption d'une société par une autre ³⁹¹. De 1997 à 2003, le nombre de transactions annoncées aux Etats unis comptabilise 1647 cas, dont la valeur ajustée équivaut à 462,6 Milliards de dollars, les années records étant évidemment 1998 et 2000. Deux méga fusions interviennent en 1998 ; celle de BP/Amoco (48,2 milliards) et celle d'Exxon/Mobil, au coût ajusté de 97 milliards de dollars. Quant à l'année 2000, environ 44% de la valeur des transactions sont dus à la fusion de Chevron/Texaco au coût ajusté de 45,3 milliards de dollars³⁹². La nature des fusions-acquisitions peut être horizontale ou verticale, la fusion horizontale vise à accroître la part du marché entre deux ou plusieurs entreprises œuvrant généralement dans un même secteur. Tandis que la fusion verticale se traduit généralement par la fusion de deux entités distinctes en une seule afin d'accroître la compétitivité des entreprises. Les sociétés pétrolières chargées de l'exploitation et la production en amont mais qui contrôlent aussi le secteur des raffineries en aval, sont un bon exemple d'intégration verticale. En règle générale, ce sont les fusions horizontales qui sont soumises à la loupe de l'œil scrutateur des organismes de régulation³⁹³. Ces derniers doivent s'assurer du respect de la loi sur la concurrence et protéger le consommateur contre les abus de position dominante. Au Canada, c'est le bureau de concurrence qui examine les demandes en matière fusion-acquisition. En Algérie, c'est l'agence ALNAFT qui approuve cette opération conformément à l'article 31 de la loi 05/07 sans qu'elle examine les règles relatives à la concurrence à raison qu'elle n'a pas les attributions juridiques pour cet examen. De ce fait, l'avis du conseil de la concurrence serait nécessaire pour les opérations de fusions-acquisitions car ce conseil exerce une mission générale de régulation sur tous les secteurs. En vertu de la législation relative à la concurrence, ce conseil est amené à développer une concurrence dans les secteurs

³⁹¹ Art. L.236- 1 al. 1 du C.com. Fr. Cette définition a été reprise par le législateur Algérien dans l'article 744 du code de commerce Algérien.

³⁹² A.LEGAULT in : « *Les fusions-acquisitions en matière de gaz et de pétrole : le cas de l'Amérique du nord* ». Études internationales, vol.35, n°3, 2004, Université Laval : institut québécois des hautes études internationales, p. 12.

³⁹³ A.LEGAULT in : « *Les fusions-acquisitions en matière de gaz et de pétrole : le cas de l'Amérique du nord* », ouvrage précité, p. 16.

monopolistiques ou dans des zones géographiques où la concurrence n'existe pas ou est insuffisante.¹

Sous section 4 : Le cas de fusion ou acquisition de société avant la Déclaration de commercialité de ou des gisements

Le législateur Algérien distingue entre la fusion-acquisition selon qu'elle intervient avant ou après la déclaration de commercialité de gisements. Dans les deux cas, les principes de cette opération sont identiques. La divergence se situe dans l'aspect fiscal de cette fusion-acquisition car au moment de la déclaration de commercialité de gisement, se manifestent plusieurs répercussions sur le plan financier. Et la valeur de transaction sera calculée, en prenant en compte, les coûts que le contractant avait supportés dans la période de recherche.

Sous section 5 : Cas de tout autre transfert

Le dernier alinéa de l'article 2 du décret exécutif n° 07-336 renverse la règle d'exhaustivité en stipulant le terme ou « *tout autre transfert* ». Il semble que l'article 2 combine entre la règle limitative et exhaustive. Cependant, ce paradoxe ne doit pas être figuré dans des règles relatives à la cession et/ou transfert des droits et obligations découlant des contrats de recherche et/ou d'exploitation des hydrocarbures.

Section 3 : Les modalités de calcul et de liquidation des droits de Transfert

L'article 31 de la loi n° 05-07 précise seulement le pourcentage de la valeur de transaction fixé à 1% et qui doit être payé par le contractant. Tandis que le décret exécutif n° 07-336 susvisé détermine explicitement la valeur de cette transaction dans les cas prévus précédemment.

Sous Section 1 : Le cas de cession d'intérêts dans le contrat

Pour la cession d'intérêts la valeur de la transaction est définie comme étant :

1- le montant de tous les paiements à effectuer par l'acquéreur ou ses affiliés au profit du cédant ou ses affiliés ou ses propriétaires en contre partie de l'acquisition de la participation du contrat.

¹ « Le conseil de la concurrence a compétence de décision, de proposition et d'avis qu'il exerce de son initiative ou à la demande, sur toute question ou toute action ou mesure de nature à assurer le bon fonctionnement de la concurrence et à favoriser la concurrence dans les zones géographiques ou les secteurs d'activité où la concurrence n'existe pas ou est insuffisamment développée », article 34/1 de l'ordonnance 03-03 du 20 juillet 2003 relative à la concurrence, JO n°43 du 20/07/2003.

2-Le montant des coûts estimés de tout investissement, travaux, financement ou tout autre obligation, assumés par l'acquéreur ou ses affiliés au nom et à la place du cédant, hormis la part des futurs coûts pétroliers dus à la participation de l'acquéreur, à concurrence de son taux de participation dans le contrat .

3- le montant de la valeur de tout autre bénéfice cumulé par le cédant ou ses affiliés ou ses propriétaires en contre partie de la cession de participation dans le contrat¹. Cette cession de participation peut inclure des éléments qui sont définis à titre d'exemple².

Sous Section 2 : Le cas de changement de contrôle

Concernant le second cas relatif au changement de contrôle, la valeur de transaction est définie comme étant « le montant de tous les paiements à effectuer par l'acquéreur des parts ou ses affiliés au profit du cédant ou ses affiliés, de même que la valeur de tout autre bénéfice qui n'est pas un paiement financier, cumulé par le cédant ou ses affiliés, en contre partie de l'acquisition des parts au sein de l'entreprise de la personne possédant un intérêt dans le contrat, ou de la société mer le contrôlant ou tout autre structure intermédiaire dont elle relève ou tout autre personne possédant plus de 50% de droits de vote au sein de la personne constituant le contractant »³ .

Sous Section 3 : Le cas de fusion ou d'acquisition de sociétés

Dans le cas de fusion ou d'acquisition de société touchant une personne liée par un contrat de recherche et d'exploitation ou contrat d'exploitation, la valeur de transaction est évaluée en fonction de la production à laquelle le cédant a droit en vertu du contrat, multiplié par la valeur du baril équivalent pétrole (b.e.p) donnée par le rapport entre la valeur de la transaction globale, et le volume de l'ensemble des réserves acquises à travers l'ensemble des intérêts et droits acquis par l'acquéreur globalement suite à ladite fusion ou acquisition⁴.

¹ Article 03 du décret exécutif n° 07-336 du 31 octobre 2007 fixant le mode de calcul et de liquidation de droits de transfert des droits et obligations dans un contrat de recherche et d'exploitation ou un contrat d'exploitation des hydrocarbures.

² Pour plus d'informations, voir article 3 paragraphe 3 du décret exécutif n°07-336 précité.

³ Article 5 du décret exécutif précité.

⁴ Article 6 du décret exécutif précité.

Sous Section 4 : Dans le cas de fusion ou acquisition de société avant la déclaration de commercialité de ou des gisements

Si aucune découverte n'a encore été déclarée jusque là commercialement exploitable, la valeur de la transaction est égale à l'équivalent de la somme de l'ensemble des obligations que l'acquéreur aurait à prendre en charge au nom et place du cédant et se rapportant au contrat, ajouté à tout paiement ou bénéfice ou profit du cédant et éventuellement ajouté à tout dette endossée au nom du cédant .

On constate que le décret n° 07-336 distingue entre la fusion ou l'acquisition avant et après la déclaration de commercialité de gisement; car après cette date, le contractant pourra compenser ses dépenses de recherche qu'il avait supportée à lui seul par application du principe de risque exploratoire dans l'étape de recherche.

Sous Section 5 : Le cas de tout autre transfert

Pour le dernier cas qui englobe tout autre transfert, la législation est muette quant à la détermination de la valeur de transaction, et par conséquent, en dehors des cas de transfert énoncés par l'article 2 du décret exécutif susvisé, on doit se référer seulement au pourcentage de la valeur de transaction fixé à 1%.

Il est à noter que la valeur de transaction dans tous les cas de transfert précédents est exprimée en dollars américains, et même si le paiement ou valeur de tout autre bénéfice est exprimé contractuellement par une autre monnaie, cette valeur est convertie en dollars américains¹.

Il faut noter que la déclaration de la valeur de transaction doit être séparée en deux catégories d'obligations, la première est relative aux obligations qui sont fermes et non révisables. La seconde, est plutôt relative aux obligations qui sont expressément dépendantes de la satisfaction de conditions spécifiques précédentes². Dans ce dernier cas, le cédant et l'acquéreur doivent rester conjointement et solidairement responsables pour notifier à l'agence ALNAFT, à chaque fois que l'une des conditions spécifiques a été satisfaite, la valeur de l'obligation contingente qui devient ainsi ferme et non révisable³. Enfin le paiement des droits de transfert doit être payé au trésor public par virement au compte au trésor public au niveau de la banque d'Algérie spécifié par

¹ Au titre de l'article 8 du décret exécutif n° 07-336, cette conversion se fait sur la base du cours moyen mensuel à la vente ou à l'achat de la monnaie concernée, publiée par la banque d'Algérie, pour le mois précédent la date de la déclaration de la valeur de transaction.

² Article 13 du décret exécutif n° 07-336 précité.

³ Article 15 du décret exécutif n° 07-336 précité.

l'agence ALNAFT, à ce titre, le cédant doit notifier à cette dernière, les détails de ce paiement dans les huit jours calendaires qui suivent le paiement relatif aux obligations fermes et non révisables¹.

Il est à noter que la cession ou le transfert des droits et/ou obligations des grandes sociétés pétrolières opérant en Algérie, peut se répercuter mal sur les intérêts du pays puisque ces sociétés ont l'atout du savoir faire et la technologie de pointe dans le domaine de l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures, une éventuelle cession peut contrecarrer les objectifs attendus de la coopération entre SONATRACH et ses partenaires. Il faut noter à titre d'exemple, que l'agence ALNAFT a procédé au traitement des dossiers relatifs aux opérations de cession d'intérêts se rapportant à la :

-Cession par SONATRACH à NUMHYD de 25% sur le périmètre de recherche HAMRA

-Prise de participation d'IBERDROLA dans PETROCELTIC, associé de SONATRACH sur le périmètre ISARENE (blocs 228 et 229 a).

A la fin de ce chapitre, on constate que l'opération de cession et/ou transfert peut revêtir plusieurs formes, elle est un moyen de coopération entre les contractants dans une activité qui nécessite davantage un progrès technologique et une maîtrise de savoir faire. En outre, ces opérations peuvent dégager beaucoup de profits au trésor public du fait que la valeur de transaction dans les cas de fusions acquisitions sont de grandes envergures. En revanche, les conditions juridiques de ces opérations de transfert doit être réexaminé notamment dans les dispositions relatives à la régulation du marché et de protection des règles de la concurrence.

¹ Article 17/2 du décret exécutif n° 07-336 précité.

CHAPITRE 5

L'IMPÔT FONCIER

L'article 83 de la loi n°05/07 modifiée et complétée, prévoit pour les activités de recherche et/ou d'exploitation un impôt foncier sur les biens autres que les biens d'exploitation, cet impôt est fixé par les dispositions de droit commun¹, on comprend par les biens autres que les biens d'exploitation, que cet impôt vise que les propriétés bâties. L'impôt foncier permet souvent de financer les administrations locales, il est essentiellement utilisé dans les zones urbaines où résident la plupart des habitations à revenu élevé ou intermédiaire².

Section 1 : La base d'imposition

La taxe foncière est perçue annuellement, elle est due sur les propriétés bâties, ces derniers comprennent : les immeubles à usage d'habitation ainsi que les immeubles commerciaux et industriels

La base d'imposition est constituée de la valeur locative de la propriété, cette valeur est déterminée de la façon suivante :

A-Immeubles à usage d'habitation

Tableau n°7 :

Zone 1	Zone 2	Zone 3	Zone 4
A 445 DA	A 408 DA	A 371 DA	A 334 DA
B 408 DA	B 371 DA	B 334 DA	B 297 DA
C 371 DA	C 334 DA	C 297 DA	C 260 DA

B-Immeubles commerciaux et industriels

Tableau n°8 :

Zone 1	Zone 2	Zone 3	Zone 4
A 891 DA	A 816 DA	A 742 DA	A 669 DA
B 816 DA	B 742 DA	B 669 DA	B 594 DA
C 742 DA	C 669 DA	C 594 DA	C 519 DA

¹ Articles 248 à 261-t du code des impôts directs.

² Rapport 2008, sur les Pays les Moins Avancés.

L'impôt est calculé après abattement, de la base d'imposition de 2% par an avec un maximum de 40% pour les habitations, pour les usines les taux d'abattement est fixé uniformément à 50%¹.

Section 2 : Les modalités de calcul de la taxe foncière

Après avoir effectué le taux d'abattement de la base d'imposition fixé de 2% par an, le taux de la taxe pour les propriétés bâties proprement dites est de 3%.

Pour les terrains constituant une dépendance sur les propriétés bâties, le taux est de 5% lorsque leur surface est inférieure ou égale à 500 m², 7% lorsque leur surface est supérieure à 500 m² et inférieure ou égale à 1.000 m², 10% lorsque leur surface est supérieure à 1.000 m²².

En outre, les contribuables de cette taxe peuvent obtenir un dégrèvement de la taxe foncière dans les cas suivants :

En cas de désaffectation de l'immeuble par décision de l'autorité administrative pour les motifs liés à la sécurité des personnes et des biens et de l'application des règles de l'urbanisme.

En cas de l'usage total ou partiel de l'immeuble consécutivement à un événement extraordinaire.

En cas de démolition même volontaire de la totalité ou d'une partie d'un immeuble bâti à partir de la date de la démolition³.

-Il est à noter que toute mutations de propriétés sont portées à la connaissance de l'administration par les propriétaires intéressés, ces derniers sont avisés des propositions de mutations de cote d'office par le directeur des impôts de la willaya et invités à produire leurs observations dans un délai de 30 jours.

Les constructions nouvelles ainsi que les changements de consistance ou d'affectation des propriétés bâties sont déclarés par le propriétaire aux services des impôts directs territorialement compétant dans les deux mois de leur réalisation définitive.

Pour la première année d'application de la taxe foncière, les contribuables sont tenus de souscrire une déclaration dont le modèle est fourni par l'administration à faire parvenir aux services des impôts territorialement compétents⁴.

¹ Article 254 du code des impôts directs et taxe assimilées.

² Article 261-b du code des impôts directs et taxes assimilées.

³ Article 261-c du code des impôts directs et taxes assimilées.

⁴ Article 261-s du code des impôts directs et taxes assimilées.

Le défaut de souscription des déclarations, donne lieu à l'application d'une pénalité de 5000 Da à l'encontre des contribuables concernés.

Enfin, il faut noter que cet impôt se heurte plutôt à un problème de faisabilité politique puisqu'il ne dépend de la capacité contributive que dans la mesure où il est lié à la superficie de sol utilisée par un usager, cela dit, l'impôt foncier est par définition un impôt réel, qui n'est pas censé dépendre de la capacité contributive¹.

En droit Allemand, l'impôt foncier est proportionnel à la superficie de la parcelle, le taux de m2 dépend du mode d'utilisation, en étant d'autant plus élevé que l'utilisation est défavorable pour l'environnement. Pour parvenir à cet objectif, des propositions pour la réforme de l'impôt foncier en 2001, ont été formulé, en distinguant sept classes d'utilisation du sol².

A la différence des prélèvements à caractère domanial qui sont prévus dans la phase de recherche et/ou d'exploitation, les prélèvements à caractère fiscal sont prévus uniquement dans la période d'exploitation. Elles connaissent une technicité dans leur calcul du fait du chiffre d'affaires important dans cette phase d'exploitation. Ces principes sont propres à l'industrie pétrolière tels que le principe de zoning et le principe de l'unité de gisement. Par ailleurs, un rôle prédominant est conféré à l'agence ALNAFT dans le calcul de certains prélèvements tel que l'ICR. En outre, cette agence doit s'assurer que l'opérateur s'est acquitté des prélèvements fiscaux.

Afin de participer à la lutte contre le réchauffement climatique et pour protéger l'environnement, le législateur Algérien prévoit dans la loi n°05/07 deux types de taxes à caractère environnemental. Il s'agit de la taxe sur le torchage du gaz et les droits d'utilisation, cession et transfert de crédits de gaz à effet de serre.

¹ P.THALMANN in: « *Instruments économiques pour la gestion du territoire- l'impôt foncier* », EPFL 2006, p. 16.

² 1-sols a haute valeur naturelle conservés en l'état, 2- sols utilisées d'une manière favorable à l'environnement, 3-surfaces de sylviculture, 4-autres zones libres, 5-surfaces imperméabilisées en zone rurale, 6- surfaces imperméabilisées en zone urbaine, 7- surfaces à usage particulièrement préjudiciable à l'environnement en zone urbaine ou rurale.

TITRE III
UN RÉGIME FISCAL VISANT À PROTÉGER L'ENVIRONNEMENT

L'exploration et l'exploitation des gisements d'hydrocarbures cause plusieurs effets nocifs à l'environnement, la technicité de cette exploitation oblige les opérateurs dans certains cas à mener des opérations qui peuvent être nuisibles à l'environnement, de ce fait, les législations des états possédant cette ressource précieuse déploient d'importants efforts sur le plan du droit interne aussi bien que dans le cadre de droit international, pour intensifier les efforts visant à restreindre ces pratiques par le biais de la fiscalité, en se conformant au principe du pollueur payeur, cette fiscalité vise à internaliser entièrement les coûts environnementaux de la pollution, dans la législation Algérienne, la loi n° 05-07 modifiée et complétée introduit une taxe sur le torchage du gaz (titre 1), et puisque cette exploitation des hydrocarbures dans son ensemble produit des émissions de gaz à effet de serre, et pour des raisons d'adaptation de pratiques internationales dans l'industrie pétrolière dans le cadre de protection de l'environnement, et notamment la question d'échange des quotas d'émission de gaz à effet de serre, la législation Algérienne prévoit une taxe relative à l'utilisation, le transfert ou la cession du crédit d'émission de gaz à effet de serre (titre 2). Comme il a été convenu dans l'introduction générale, les exonérations fiscales ou les avantages fiscaux accordés par la loi n°05/07 aux contractants pour les activités de recherche et/ou d'exploitation des hydrocarbures seront traités dans (le titre 3).

CHAPITRE 1 : LA TAXE SUR LE TORCHAGE DU GAZ

Toute taxe liée à l'environnement transmet un signal de prix qui contribue à garantir que les pollueurs tiennent compte du coût de la pollution pour l'environnement au moment de prendre leurs décisions de production ou de consommation, ces taxes constituent un instrument souple permettant de réduire au minimum le coût global de réalisation d'un objectif de réduction de la pollution, d'inciter à l'innovation technologique et de faire encore baisser les émissions de polluants¹. Il est nécessaire avant d'aborder l'étude relative aux modalités de calcul et de liquidation de cette taxe (section 3), de traiter le principe d'imposition de cette taxe (section 1), ainsi que son champ d'application (section 2).

¹ OCDE, in : « *Les taxes liées à l'environnement dans les pays de l'OCDE problèmes et stratégies* », PARIS, 2001, p. 9.

Section 1 : Le cadre juridique imposant cette taxe

La taxe sur le torchage du gaz est introduite dans l'article 52 de la loi n°05-07 modifiée et complétée, elle est considérée comme une nouvelle taxe introduite dans le régime fiscal de l'amont pétrolier, car l'Algérie a pris des engagements juridiques par la signature de plusieurs conventions visant à restreindre les effets néfastes sur l'environnement¹, elle est aussi membre du partenariat mondial pour la réduction des gaz torchés GGFR², initié en novembre 2001.

Sous Section 1 : La définition de torchage

Le torchage ou « brulage des gaz » est l'action de brûler par des torchères des rejets de gaz naturel à différentes étapes de l'exploitation du pétrole et du gaz naturel³. Cette pratique a un double effet négatif, d'une part sous forme du gaspillage d'une ressource naturelle précieuse et d'autre part sous forme d'émission de dioxyde de Carbone (Co2), principal gaz à effet de serre.

Le torchage est une pratique courante depuis le début de l'industrie pétrolière, le gaz habituellement présent dans la production pétrolière était traditionnellement considéré comme un inconvénient plutôt qu'une ressource de valeur, le torchage était le moyen le moins coûteux et le plus facile à utiliser pour l'éliminer en toute sécurité⁴.

Le volume de gaz torché chaque année est de 150 milliards de M3 cette valeur est équivalente à 30% de la consommation annuelle européenne, les seuls 40 milliards de M3 torchés en Afrique suffiraient à la moitié de la consommation d'énergie de ce continent⁵.

Avant la promulgation de la loi n°05/07 modifiée et complétée, les opérations de torchage n'étaient pas prohibées, c'est qu'en vertu de l'article 52 de cette loi que ces opérations sont devenues prohibées par règle générale la nouveauté dans cette loi c'est qu'elle apporte une dérogation à cette règle qui autorise l'opération de torchage, cette initiative de la part de législateur Algérien s'inscrit dans le but de concrétisation des objectifs du protocole de Kyoto visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre,

¹ Notamment le protocole de Kyoto qui a été ratifié par l'Algérie en vertu du décret présidentiel n° 04-144 du 28 avril 2004 portant ratification du protocole de Kyoto à la CCNUCC, fait à Kyoto, le 11 décembre 1997. JO n° 29 du 09 mai 2004.

² *Global gas flaring reduction*, il est créé par l'initiative du groupe de la banque mondiale.

³ Procédure de calcul de la taxe sur les gaz torchés. N°3/ALNAFT/DGCAJ/2011, P.1

⁴ BENT. SVENSSON in « *Un objectif fumeux : supprimer les torchères* » revue Shell World, 2008, p. 4

⁵ www.worldbank.org/ggfr.

dont le torchage constitue la cause essentielle, comme elle s'inscrit aussi dans le but d'atteindre les objectifs du partenariat mondial pour la réduction des Gaz torchés.

L'Algérie autant que pays membre de ce GGFR a réussi à faire diminuer le volume des gaz torchés, en effet ce volume est passé de 6,4 Milliards de m³ en 2006 à 5.4 Milliards de m³ en 2010¹. ce résultat a été atteint malgré une augmentation notable de la production, la société sonatrach a entrepris depuis 2004 des projets pilotes MDP², dans le cadre du partenariat mondial GGFR, ces projets consistent à récupérer des gaz torchés au gisement d'Ohanet et TFT³.

En dépit de ces projets, SONATRACH s'est engagée à ce que la préservation de l'environnement soit un critère de performance et un élément de mesure de sa contribution au développement durable, dans ce contexte, elle a pris l'option de publier en toute transparence, les informations relatives aux quantités de gaz torchées, en effet dans le cadre du GGFR un outil informatique a été développé par les experts de la banque mondiale pour la collecte des données relatives au torchage du gaz à l'échelle mondiale, il s'agit du (*web based tool*)⁴. Il vise à constituer une base de données dynamique et sécurisée, à laquelle tous les membres du GGFR peuvent accéder par internet et y introduire les quantités torchées⁵.

Il est à noter que cet engagement de transparence par la publication annuelle des données relatives au torchage est stipulé dans la norme volontaire sur la réduction du torchage, adoptée par les membres du GGFR

Sous Section 2 : L'outil juridique de la réduction des gaz torchés

Le partenariat public privé pour la réduction globale du torchage du gaz a été formé afin d'aider les gouvernements nationaux et l'industrie du pétrole à réduire le brûlage à la torche et le rejet des gaz associés pour atteindre cet objectif ; il élabore une norme d'application volontaire par les partenaires du GGFR.

¹ Rapport financier de SONATRACH 2010. P55

² L'étude relative au MDP sera traitée au titre 2 relatif à la taxe d'utilisation, de transfert ou de cession des émissions de GES.

³ Le champ gazier de Tin Fouyé Tabankort (TFT) a été découvert en 1961 et mis en production en 1999 en vertu d'un contrat de partage de production entre SONATRACH 35%, Total Fina Elf 35%, Repsol 30%, pour une durée de 20 ans, sa superficie est de 1500 Km².

⁴ La présentation de cet outil a été faite, au cours d'un atelier organisé à Alger au niveau de la direction générale SONATRACH le 25 septembre 2005.

⁵ HSE info bulletin d'information de la direction centrale HSE. N°1. novembre 2005.

A- La définition de la norme d'application volontaire

Cette norme est un guide pour la réduction globale des quantités de gaz brûlés à la torche ou rejetés dans l'atmosphère au cours des opérations de production de pétrole brut, elle indique comment parvenir à des réductions à brève échéance, atteindre à terme une amélioration permanente et assurer la surveillance et la transparence, son but est aussi de parvenir à utiliser le gaz actuellement brûlé et rejeté par des moyens allant au delà de pratiques, qui en l'absence de la norme risqueraient d'être appliquées dans de nombreux pays¹.

La norme étant d'application volontaire, les parties qu'ils adoptent, choisissent d'adhérer aux principes qu'elle définit et de coopérer avec les partenaires du GGFR et les autres acteurs clés afin de trouver des solutions qui permettent de surmonter les obstacles à la réduction significative des gaz brûlés et rejetés.

La capacité ultime de la norme à parvenir à une réduction effective globale du torchage ou de rejet du gaz dépend de l'adoption de la norme et de la volonté d'aboutir du partenariat².

Notant que l'adoption de cette norme a eu lieu en Algérie en mai 2004, lors du forum mondial sur la réduction des gaz torchés.

B- Les objectifs de cette norme

Ces objectifs peuvent être scindés en deux, le premier est relatif à l'objectif initial, le second concerne plutôt l'objectif ultime final

1-L'objectif initial et d'éliminer le torchage et le rejet continu des gaz associés, sauf s'il n'existe pas d'autres solutions viable

s'agissant du rejet, l'objectif se concentre sur les sources d'émission les plus importantes, pour lesquelles les rejets pourraient être éliminés ou tout du moins acheminés vers un dispositif de torchage efficace, s'agissant du torchage, l'objectif initial conseille un processus d'identification d'évaluation de solutions qui permettraient d'utiliser le gaz associé.

2- l'objectif ultime est de minimiser le torchage et le rejet continu ou occasionnels de gaz associé et de promouvoir des effets d'amélioration sur une plus longue période : cet objectif ultime a été retenu pour inciter à poursuivre en permanence des réductions du

¹ Norme d'application volontaire pour la réduction du volume mondial de gaz torché ou rejeté à l'atmosphère, Rapport de la banque mondiale, p. 49. Washington 2004.

² *ibidem*.

torchage ou du rejet qui pourraient être obtenus sur le long terme en traitant les sources de torchage qui n'avaient pas été envisagées dans le cadre de l'objectif initial, ou pour lesquelles aucune solution viable n'avait pu être retenue¹.

Section 2 : Le champ d'application de la taxe sur le torchage

Dans ce chapitre on va étudier les opérations de torchages qui sont passibles de la taxe et celles qui sont exclues de l'application de l'article 52, les personnes imposables sont tous ce qui procèdent à cette opération après l'approbation de l'agence ALNAFT, la date d'exigibilité de cette taxe varie en fonction de la nature de contrat pétrolier, enfin, l'opération de torchage en Algérie n'est effectuée qu'après des conditions et pour une durée déterminée

Sous Section 1 : Les opérations imposables

La loi n°05-07 est muette, car elle ne détermine pas les différents types de torchage, dans l'absence de textes réglementaires relatifs à la taxe de torchage, il convient de se référer aux règles applicables à l'échelle internationale dans l'industrie pétrolière, tels que la norme d'application volontaire établie par le GGFR, et notamment la procédure fiscale établie par les services finances de la société SONATRACH et l'agence ALNAFT, en commun accord avec l'administration fiscale

Le torchage ou brulage des gaz est l'action de bruler, par des torchères, des rejets de gaz naturel à différentes étapes de l'exploitation du pétrole et du gaz, l'opération peut être dans la période de recherche et/ou dans celle de l'exploitation des hydrocarbures :

A- Dans la période de recherche

Dans cette étape, l'opération de torchage peut intervenir suite à la réalisation du programme portant testing de puits de recherche, ainsi que dans le cas de programme de testing sur un puits abandonné et dont la reprise pourrait mettre en évidence des hydrocarbures².

B- Dans la période d'exploitation

Toute activité de torchage des gaz associés à la production de pétrole, sauf pour des raisons de sécurité, pratiquée en l'absence temporaire ou permanente d'installations

¹ *ibidem*.

² Procédure de calcul de la taxe de torchage établie par ALNAFT/DGCAJ. 2010.

adéquates de traitement pouvant absorber les quantités produites à savoir le torchage continu¹ et le torchage occasionnel².

Dans la période d'exploitation, le torchage intervient par des opérations de testing de puits et des installations de production, elle comprend ,le torchage lors des opérations de perforation et de mise en production des puits, et le torchage pour des interventions programmées (*Work over*, maintenance préventive d'une installation).

En outre, il existe un type de torchage qui n'est pas soumis à cette taxe, il s'agit du torchage pour des raisons de sécurité des installations

Sous Section 2 : Les personnes imposables

Au regard de l'administration fiscale et conformément aux dispositions de la loi n ° 05-07 modifiée et complétée, notamment l'article 05, c'est l'opérateur qui est assujéti au paiement de cette taxe, que ce soit dans le cadre de contrat de recherche et/ou d'exploitation ou contrat d'exploitation des hydrocarbures, dans ce contexte, la procédure fiscale établie par la Sonatrach apporte beaucoup de précisions, en effet, la taxe de torchage est applicable à tous les contrats de recherche et/ou d'exploitation³ des hydrocarbures qu'ils soient parallèles ou à 100% Sonatrach, signés entre cette dernière et l'agence ALNAFT.

Dans le cadre des contrats parallèles : la taxe est payée par la Sonatrach même si elle est due par le partenaire.

Pour les contrats d'exploitation⁴, qu'ils soient parallèles ou à 100% Sonatrach, et conformément aux contrats signés ALNAFT et SONATRACH. cette dernière n'est pas tenue de s'acquitter de la taxe de torchage durant une période de mise en conformité qui ne saurait excéder sept ans à partir du jour de la publication de la loi n° 05-07 modifiée et complétée⁵.

Dans la législation comparée, notamment en droit Camerounais, cette période de mise en conformité est fixée de trois ans à compter du 14 décembre 2011⁶.

¹ Torchages permanent du gaz associé à la production de pétrole brut qui n'est pas utilisé sur place ou hors site comme source d'énergie, réinjecté ou récupéré pour les marchés gaziers locaux ou internationaux. (Norme d'application volontaire. GGFR, p. 56.)

² Brulage des flux gazeux rejetés de façon ponctuelle, notamment dans les essais de puits de courte durée, de la mise en marche/arrêt de compresseurs. (Norme d'application volontaire. GGFR, p. 56).

³ Ce contrat est conclu selon les dispositions de l'article 32 de la loi n° 05-07 modifiée et complétée.

⁴ Ce contrat est conclu selon les dispositions de l'article 34 de la loi n° 05-07 modifiée et complétée.

⁵ Procédure fiscale établie par SH/DCG/FIN, p. 37.

⁶ Loi n° 2011/025 du 14/12/2011 portant valorisation des gaz associés.

Dans la législation Algérienne, l'article 109 la loi n°05/07 susvisé offre une période de mise en conformité de sept ans, cette période va permettre aux opérateurs d'adapter leurs opérations et installations et équipements de recherche et d'exploitation réalisés avant la date d'entrée en vigueur de la loi n° 05/07, aux textes législatifs et réglementaires fixant les mesures de sécurité et de prévention de risques majeurs et de protection de l'environnement, suite à cette disposition, on considère que la procédure a agit paradoxalement, en plus, elle n'a pas respecté les dispositions de l'article 109 de la loi n° 05-07 susvisée, puisque cet article accorde cette période de mise en conformité, sans distinction entre les contrats de recherche et d'exploitation et les contrats d'exploitation, alors que la procédure fiscale accorde cette période qu'en cas de contrats d'exploitation.

Cette période de mise en conformité est aussi prévue dans l'article 3/3 du décret exécutif n° 06-138 en stipulant que « ...pour les installations pétrolières, le délai est de sept ans, conformément aux dispositions législatives en vigueur et notamment la loi n° 05/07... » ¹. Comme elle coïncide avec la fin de la première période d'engagement prévue par le protocole de Kyoto sur les changements climatiques.

Sous Section 3 : Les conditions de torchage

L'opérateur ne peut exercer le droit de torchage qu'après la délivrance d'une autorisation de torchage par l'agence Alnaft, cette dernière doit contrôler les quantités torchées, et dans tous les cas, l'opération de torchage ne peut excéder une durée déterminée.

A-L'autorisation de l'agence ALNAFT

Conformément à l'article 52 de la loi n° 05-07 modifiée et complétée, l'opérateur ne peut effectuer des opérations de torchage sur le périmètre qu'après autorisation de l'agence ALNAFT, cette autorisation porte également sur la fixation en commun accord entre SONATRACH et ALNAFT ;

Des volumes maximum admis sans paiement, concernant le torchage de sécurité au niveau des installations de traitement aux champs.

¹ Article 3/3 du décret exécutif n° 06-138 du 15 avril 2006 règlementant l'émission dans l'atmosphère de gaz, fumées vapeurs particules liquides ou solides ainsi que les conditions dans lesquelles s'exerce leur contrôle. JO n° 24 du 16 avril 2006.

Des volumes d'hydrocarbures liquides torchés en plus du gaz pour les cas d'éruption de puits. Du taux d'indexation spécifique à l'activité du périmètre objet de l'opération de torchage¹.

Il est à noter que l'opération de torchage est en règle générale prohibée, cette autorisation n'est délivrée qu'à titre exceptionnel, tel est le cas en droit Camerounais, ces autorisations sont délivrées exceptionnellement par le ministre chargé du secteur pétrolier Amont, pour une durée qui ne peut excéder soixante 60 jours renouvelable².

B- Le contrôle *a posteriori* de l'agence ALNAFT

L'agence ALNAFT ne se contente pas que de l'autorisation délivrée, car elle doit procéder au contrôle des quantités torchés, ce contrôle va servir au calcul de la taxe de torchage, mais s'agissant des procédures de ce contrôle, le texte est muet et n'apporte aucune précision, de ce fait, l'agence ALNAFT doit se référer aux pratiques internationales dans l'industrie pétrolière, et former un personnel compétent en la matière, ou encore conclure une convention avec la société Sonatrach définissant les modalités de coordination entre les deux parties, pour la transmission des mesures des quantités torchées.

Section 3 : Les modalités de calcul de la taxe sur le torchage

Pour les besoins de calcul de cette taxe, et conformément à l'article 52 de la loi n° 05-07 modifiée et complétée par l'ordonnance n°06-10, il existe des informations nécessaires à l'opération de calcul, certaines sont générales, car ils concernent tous les périmètres, d'autres sont spécifiques, car ils varient d'un périmètre à l'autre et selon l'opération de torchage

Sous Section 1 : Les informations générales

Elles concernent tous les périmètres, il s'agit du tarif de base indexé figurant à l'article 52 susvisé, qui est de 8000 Da les 1000m³ de gaz torché, il doit être indexé chaque année sur la base du dernier CPI³, publié par l'agence ALNAFT, avant le premier janvier de chaque exercice.

Ces informations comprennent aussi le taux de change moyen mensuel, qui est calculé sur la base d'une moyenne arithmétique mensuelle des taux de change journaliers à la

¹ Procédure fiscale SH/DCG/FIN. Op.cit, p. 37.

² Article 8 de la loi n° 2011/025 du 14 décembre 2011 portant valorisation des gaz associés.

³ Consumer Price Index.

vente du Dollars Américain par rapport au Dinars Algérien publiés par la banque d'Algérie.

Sous Section 2 : Les informations spécifiques

Elles varient en fonction du périmètre et/ou de l'opération de torchage, elles concernent l'index spécifique du tarif de base, les volumes de gaz torchés, et la date de début et de fin de l'opération de torchage.

A- L'indexation du tarif de base

L'article 52 susvisé, détermine ce tarif par 8000 Da par (Nm³), il est indexé par l'agence ALNAFT, chaque année, cette indexation a pour objet en premier lieu d'atténuer les effets de l'inflation et en second lieu de tenir compte des paramètres techniques spécifiques de l'activité du périmètre et à l'opération de torchage, cette indexation est opérée par l'agence ALNAFT, le premier janvier de chaque année, sur la base de l'indice annuel Américain (CPI)¹.

B- La notification du tarif de base indexé par ALNAFT

Cette notification va permettre au contractant d'effectuer l'indexation spécifique, l'agence ALNAFT notifie au cours de chaque année (N) au contractant, le tarif de base indexé devant être appliqué par le calcul de la taxe afférente aux opérations de torchage effectuées au cours de l'année (N), est payable avant le 30 avril de l'année (N+1), le mode de cette indexation est effectuée en multipliant le tarif de base fixé à l'article 52 qui est de 8000 Da, par un coefficient déterminé par le rapport I sur I^o, dans lequel :

I : valeur de l'indice annuel de référence, il s'agit de l'indice moyen I publié par l'année précédente celle, par laquelle le tarif de base indexé est notifié par l'agence ALNAFT

I^o : valeur de l'indice annuel défini et enregistrée pour l'année calendaire 2004. Considérée comme année de base de l'indexation².

Voici les tableaux indiquant respectivement les coefficient d'indexation ainsi que les tarifs de base indexés déterminés pour le calcul de la taxe sur les volumes torchés au titre des années 2006.2007.2008.2009 et 2010.

¹ Le CPI est publié par le « us Bureau of Labor », le CPI de référence figure dans la série « All Urban consumers, for all items, not seasonally and inixed to the 1982-1984 average « 3w.bls.gov ».

² Procédure de calcul de la taxe de torchage établie par ALNAFT/DGCAJ. op.cit.

1- Le tableau des coefficients d'indexation :

Années	Coefficient d'indexation	Arrondi
2006	1.03388036	1.0339
2007	1.06723134	1.0672
2008	1.09762837	1.0976
2009	1.39772366	1.3978
2010	1.35717311	1.3571
2011	1.154346215	1.5434

2- le tableau des tarifs de base indexés exprimés en DA/Nm3 :¹

Années	Tarif de base indexé	arrondi
2006	8 271.2	8 272
2007	8 537.6	8 538
2008	8 780.8	8 781
2009	9 118.4	9 119
2010	9 085.6	9 086
2011	9 234 .4	9 235

C- L'indexation spécifique à l'activité et à l'opération de torchage

Cette procédure intervient suite à l'amendement de la loi n° 05-07 par l'ordonnance n° 06-10, en effet l'article 52 dans sa nouvelle rédaction introduit un alinéa relatif à cette indexation spécifique en stipulant que « ... en outre, ladite taxe est soumise à indexation selon des formules spécifiques à l'activité » ².

Le tarif de base est indexé une seconde fois par l'opérateur en fonction de paramètres techniques spécifiques à l'activité et à l'opération de torchage, ce tarif sera déterminé en commun accord entre ALNAFT, ARH³, et le contractant, en attendant sa détermination en commun accord avec les parties concernées, l'index spécifique actuellement appliqué est fixé à 1 ⁴.

¹ Source :(Procédure de calcul de la taxe de torchage établie par ALNAFT/DGCAJ).

² Article 2 de l'ordonnance n° 06-10 du 29 juillet 2006 modifiant et complétant la loi n° 05-07 relative aux hydrocarbures, précitée.

³ L'autorité de régulation des hydrocarbures.

⁴ Procédure fiscale établie par SH/DCG/FIN, p. 38.

D- Actualisation du tarif de base indexé

Cette étape consiste à actualiser le tarif de base indexé sur la base du T.C.M à la vente du Dollars des états unis d'Amérique en dinars du mois calendaire précédant la date du paiement publié par la banque d'Algérie divisé par 80.

Le T.C.M correspond à la moyenne arithmétique mensuelle des taux de change publiés par la banque d'Algérie.

E- Les volumes de gaz torchés

Ces volumes doivent distinguer ; le volume de gaz torché soumis au tarif de base indexé ; le volume d'hydrocarbures liquides et gazeux torché en cas d'éruption de puits ; le volume relatif au torchage de sécurité non soumis à la taxe de torchage.

F- Les dates de début et de fin de l'opération de torchage

La différence entre ces deux dates doit être au maximum de quatre vingt dix 90 jours¹ la date de fin de l'opération de torchage permettra de déterminer la date de déclaration et de paiement de la taxe de torchage.

Toutes ces informations précédentes², sont transmises au plus tard le quinzième jour ouvrable qui suit la date de fin de l'opération de torchage par :

La Division Exploration direction Data management Activité Amont pour les périmètres en périodes de recherche.

La Division production Direction des opérations Activité Amont pour les périmètres sonatrach seule en période d'exploitation.

La Division Association Direction techniques Activité Amont, pour les périmètres en association en période d'exploitation³.

Sous Section 3 : La détermination du montant de la taxe de torchage

La taxe est déterminée en multipliant le volume de gaz torché exprimé (Nm3), par le tarif de base indexé et actualisé, il est à noter que la taxe sur les volumes de gaz torché est non déductible pour la détermination de l'assiette de la taxe sur le revenu pétrolier, et de l'assiette de calcul de l'impôt complémentaire sur le résultat, imputables au périmètre dont lequel s'effectuent les opérations de torchage⁴.

¹ Article 52/1 de la loi n°05/07 modifiée et complétée.

² À savoir : le tarif de base indexé les volumes de gaz torchés et les dates de début et de fin de l'opération de torchage.

³ Procédure fiscale établie par la SH/DCG/FIN 2007, p. 39.

⁴ Article 52/2 de la loi n° 05/07 modifiée et complétée.

Section 4 : Les modalités de recouvrement de la taxe sur le Torgchage du gaz

Il est à rappeler que la taxe sur les volumes de gaz torchés est déterminée pour chaque opération de torchage, cette date intervient postérieurement à l'opération de torchage, par ailleurs cette taxe doit être déclarée pour chaque opération de torchage et par périmètre, et le montant global de cette taxe à payer est constituée de la somme de toutes les taxes obtenues pour les différentes opérations de torchage effectuées au titre d'un ou plusieurs périmètres.

Le montant de la taxe dû, sur l'ensemble des opérations, doit être déclaré et acquitté, par l'opérateur pour le compte du contractant, auprès de la caisse du receveur de la Direction des Grandes Entreprises (DGE).

Le paiement de la taxe ainsi que le dépôt du dossier de déclaration y afférent, à la DGE, doivent intervenir au plus tard le 30 avril de l'année suivant laquelle les opérations de torchage ont été achevées, cette date a été retenue en commun accord avec les services du Ministère des finances ¹. Cette date coïncide avec la date légale pour la remise de la déclaration annuelle des résultats²

Sous section 1 : Le dossier de déclaration de paiement

Le dossier de déclaration et de paiement de la taxe à présenter aux services de la DGE doit comprendre :

Une lettre d'accompagnement, signée à 'attention de monsieur le receveur de la DGE, cette lettre doit faire référence de l'autorisation, aux dates de début et de fin de l'opération de torchage, au montant versé, au n° de l'ordre de virement ou au n° de chèque

Le tableau de la déclaration contenant tous les éléments relatifs au calcul et au paiement de la taxe

Une copie de l'ordre de virement établi au bénéficiaire du receveur de la DGE : compte courant du trésor auprès de la banque d'Algérie, ou le chèque dûment rempli et signé

La copie de l'avis de débit délivré par la banque

Le canevas servant au calcul de la taxe sur les volumes torchés pour chaque périmètre et chaque opération de torchage, ce canevas regroupe des informations nécessaires à transmettre par chacune des structures

¹ Procédure fiscale établie par ALNAFT/DGCAJ.

² *ibidem*.

Activité Amont

Divisions : Exploration/ Production /Association

Directions Data Management/Opérations/ Technique

**CANEVAS POUR LE CALCUL DE LA TAXE DE TORCHAGE
PÉRIMÈTRES DE RECHERCHE/EN EXPLOITATION**

Dénomination du périmètre.....

Nom du contrat SH-ALNAFT.....

Autorisation de torchage duréférence.....

Date de début de l'opération de torchage.....

Date de fin de l'opération de torchage.....

Taux d'indexation spécifique.....

GAZ EN 10^3 m^3 /liquides : en TM

Désignation	Volumes
-------------	---------

1-Gaz torché soumis au tarif de base

2-Volumes torchés en cas d'éruption

Liquides

Gazeux

3-Gaz relatif au torchage de sécurité

Source : Procédure fiscale établie par la SH/DCG/FIN 2007.P 39

Sous section 2 : Le reporting à l'agence ALNAFT

Le reporting permet à l'agence ALNAFT de s'assurer du paiement de cette taxe par l'opérateur, par ce procédé, l'opérateur s'adresse à l'agence susvisée précisément la DGCAJ¹, le jour suivant la date de paiement, les documents ci-après :

Une lettre d'accompagnement, une copie du dossier de déclaration et de paiement revêtue de l'accusé de réception des services de la DGE, adressée à la DGCAJ, une copie de la quittance de paiement ou tout autre document justifiant le paiement.

¹ Division de Gestion des contrats et Affaires Juridiques.

Dans ce cadre l'agence ALNAFT est habilitée à demander à l'opérateur, à tout moment, tout éclaircissement information et document complémentaire qu'elle juge nécessaire¹.

En cas d'erreurs ou d'omissions constatées, dans le dossier, par ALNAFT ou l'administration fiscale, affectant le montant de la taxe payée, l'opérateur procède aux rectifications nécessaires, en effet, si le montant rectifié est moins au montant déjà payé de la taxe, l'opérateur peut déduire la différence au moment de la déclaration relative à la prochaine opération de torchage.

Si le montant rectifié est supérieur au montant de la taxe payée, l'opérateur effectue le paiement du complément auprès de la DGE dans les meilleurs délais possible².

On constate que le rôle de l'agence ALNAFT est prédominant avant et après l'opération de torchage puisque elle délivre l'autorisation de torchage pour une durée déterminée, elle s'assure des quantités torchées. En outre, son rôle s'étend à l'opération de calcul de cette taxe puisqu'elle se charge de l'indexation spécifique des prix de base, comme elle s'assure aussi du paiement de cette taxe par l'opérateur.

L'autre prélèvement fiscal à caractère environnemental qui s'inscrit dans le but de protéger l'environnement, est relatif aux droits d'utilisation, de cession ou de transfert des quotas d'émission de gaz à effet de serre sur le marché international.

CHAPITRE 2

LES DROITS D'UTILISATION, DE CESSION, OU DE TRANSFERT DES QUOTAS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE

Afin de lutter contre le réchauffement climatique, et pour parvenir à une réduction significative des volumes d'émission de gaz à effet de serre, la communauté internationale est parvenue par le protocole de Kyoto à l'installation des mécanismes de réduction des émissions de GES dans un marché réglementé, par les système des quotas d'émission de GES, l'Algérie a manifesté sa volonté de contribuer à une réduction de ces émissions depuis qu'elle a ratifié le protocole de Kyoto en 2004, ce dernier prévoit des mécanismes pour réaliser cet objectif, les crédits carbone sont les instruments les

¹ L'agence ALNAFT s'assure aussi à travers le procédé de reporting du paiement de la taxe superficielle, de la TRP, de la redevance d'usage à titre onéreux du domaine public hydraulique, et de la provision pour faire face aux coûts d'abandon et/ou restauration des sites.

² Procédure fiscale établie par ALNAFT/DGCAJ.

plus efficaces pour la réalisation de ce but espéré, et pour stabiliser les concentrations de GES dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation d'atrophie dangereuse du système climatique, avant de traiter le traitement fiscal des crédits d'émission de GES (section 2), il convient de préciser le cadre juridique de ces quotas (section 1).

Section 1 : Le cadre juridique des marchés de quotas

Dans ce passage, on doit définir la notion des marchés de quotas (sous section 1), en second lieu, on va traiter le premier instrument juridique qui cadre le marché de ces quotas qui est le protocole de Kyoto (sous section2), ce dernier prévoit un mécanisme efficace de réduction des émissions de GES (sous section3), pour enfin arriver à la position de la législation Algérienne (sous section4).

Sous Section 1 : Le marché de quotas

Un marché de quotas consiste, après avoir déterminé un niveau maximum de pollution à atteindre, à répartir entre les entreprises concernées des quotas permettant de le respecter, « un droit implicite et précaire à polluer est transformé en un droit limité et négociable » une autorisation d'émettre une quantité donnée de polluant correspond à un quota ou à un permis qui est échangeable, les échanges permettent aux entreprises qui ont réduit leur pollution, de vendre leurs droits à celles qui n'ont pas réduit la leur, un marché de quotas nécessite une évaluation précise des facteurs de pollution et les acteurs ne doivent pas être trop nombreux, pour permettre, à la fois l'organisation de la répartition des quotas et celle du marché où ils peuvent s'échanger.

Dans un système de droits d'émission, l'administration détermine plafond global d'émission et distribue les permis « quotas » correspondants aux pollueurs, chaque émetteur a l'obligation de limiter ses émissions à un niveau spécifié, celui qui parvient à réduire ses rejets en dessous de cette limite, peut vendre ses quotas excédentaires à un autre émetteur qui pourra alors excéder le seuil qui lui a été fixé¹.

Le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre repose sur une norme environnementale par la CCNUCC, en effet, l'article 2 de cette convention stipule que l'objectif ultime de la convention est de stabiliser les concentrations des GES dans

¹ MOLINER.DUBOST in: « *Le système français d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre* ». AJDA 2004, p. 1132.

l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse de système climatique

Parmi les bases théoriques de ce système, on trouve la théorie des externalités négatives d'Arthur Mécil Pigou qui énonce que « la présence d'effets externes négatifs comme la pollution peut être combattue de manière efficace en créant un marché sur lequel seront échangés des droits relatifs à la ressource utilisée »¹. En d'autres termes, les externalités existent dans la mesure où l'environnement est par définition un bien collectif, puisqu'il n'y a pas de droits de propriété sur l'air pur, les agents économiques exploitent ces services sans tenir compte de l'incidence de leurs décisions sur d'autres agents économiques notamment les générations futures².

Le marché de quotas, ou des droits d'émission de polluants constitue avec la fiscalité, l'un des outils dont les avantages ont été particulièrement mis en avant par l'analyse économique, ce marché constitue une alternative à la fiscalité, d'une certaine manière, il entraîne un prélèvement sur les entreprises qui y participent, au moins pour celles qui doivent acheter des quotas³.

Sous Section 2 : Le protocole de Kyoto

Ce protocole est considéré comme le premier instrument juridique contraignant de la convention cadre des nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC)⁴, il a été adopté à la troisième conférence des parties à la CCNUCC en décembre 1997 à Kyoto et n'est entré en vigueur que sept ans plus tard⁵, lorsque des signataires représentant au moins 55% des émissions de GES en 1990 l'ont ratifié⁶, il contraint les pays industrialisés à réduire leurs émissions de GES de 5.2% en moyenne, par rapport à leur niveau de 1990.

¹ BERTRAND DE GERANDO in : « Quotas d'émission de gaz à effet de serre: Système d'échange de quotas, Entreprises et collectivités bénéficiaires, Outils de gestion de quotas ». Éditions LAMY 2010, p. 22.

² OCDE, in : « Les taxes liées à l'environnement dans les pays de l'OCDE problèmes et stratégies ». OP.CIT. P 20.

³ Conseil des impôts : « Fiscalité et environnement », vingt troisième rapport au président de la République Française. 2005, p. 99.

⁴ La CCNUCC a été adoptée lors de la conférence des Nations Unies pour l'environnement et le développement, tenue en juin 1992 à Rio de Janeiro

⁵ En vertu du décret présidentiel n°04-144 du 28 Avril 2004. Précité.

⁶ C.DE LESTRANGE. C.A.PILLARD.P. ZELENKO in : « Géopolitique du pétrole : un nouveau marché, de nouveaux risques, des nouveaux mondes », édition TECHNIP 2005, p. 140.

Ce protocole n'inclut aucun engagement de limitation des émissions de GES par les pays en développement, en ratifiant le ce protocole, les pays peuvent bénéficier des mécanismes de flexibilité définis par ce protocole pour la réduction des émissions de GES.

L'Algérie est partie à la CCNUCC depuis le 10 avril 1993 suite à la ratification de la CCNUCC, elle est partie au protocole de Kyoto par la ratification de ce dernier en 2004, rappelant que la première période d'engagement prévue par ce protocole est de l'année 2008 jusqu'à 2012¹, en outre l'annexe B de ce protocole détermine les principales gaz à effet de serre².

Sous Section 3 : L'instrument juridique efficient pour l'échange

Des émissions de GES

Afin de réaliser les objectifs de protocole de Kyoto relatives à la réduction des GES et la protection de l'environnement, ce protocole prévoit trois mécanismes de flexibilité pour aider les pays à réaliser cet objectif, ces mécanismes sont : la mise en œuvre conjointe (MOC)³, échange de droits d'émission⁴ et le mécanisme pour un développement propre, ce dernier est considéré comme étant le plus efficient et il fera l'objet de notre étude car il concerne les pays en développement

A- Le mécanisme de développement propre

Ce mécanisme est énoncé à l'article 12 du protocole de Kyoto, son objectif est d'aider les pays en voie de développement à un développement durable et d'aider les parties visées à l'annexe B du protocole à remplir leurs engagements chiffrés de limitation et de réduction de leurs émissions, par ce mécanisme, un opérateur économique d'un pays industrialisé, peut acheter des réductions d'émissions réalisées dans le cadre d'un projet auprès d'un opérateur économique d'un pays en développement, selon un processus bien défini, les réductions d'émission certifiées, ou « crédits carbone » sont utilisables pendant la première période d'engagement 2008-2012, ces URCS peuvent être générées par des projets mis en œuvre dans les pays en développement, c'est le seul mécanisme qui implique ces pays, les projets MDP génèrent des URCS, qui seront

¹ Cette date coïncide avec la dernière année de la période de mise en conformité, prévue à l'article 109 de la loi n° 05/07 modifiée et complétée.

² Ce sont : Dioxyde de carbone (CO₂), Le Méthane (CH₄), l'Oxyde nitreux (N₂O), les Hydrofluorocarbures (HFCs), les Hydrocarbures perfluorés (PFCs), l'Hexafluorure de Soufre (SF₆)

³ Voir article 6 du protocole de Kyoto.

⁴ Voir article 17 du protocole de Kyoto.

portées au crédits des acheteurs servant ainsi à tenir une partie de leurs engagements de réductions des émissions de GES.

Les procédures de mise en œuvre de ce mécanisme, ont été adoptées en 2001, par la septième conférence des parties à la convention climat.

B- Les conditions de participation

Ces conditions concernent, les pays participant à ce projet MDP (A), comme elles concernent aussi l'éligibilité d'un projet MDP (B).

A-pour participer à un projet MDP, les pays doivent préalablement ratifier le protocole de Kyoto, s'agissant de l'Algérie, elle a ratifié ce protocole en 2004, et elle est partie à ce protocole depuis le 17 mai 2005.

En outre, les pays doivent installer une instance de régulation dénommée : autorité nationale désignée (AND), en effet, l'Algérie a installé l'AND le 2 juillet 2006 par le ministre de l'aménagement du territoire et de l'environnement¹.

B- les accords de Marrakech (COP7), exigent trois critères de validation d'un projet au titre du MDP, il s'agit du critère d'additionnalité, la contribution au développement durable, et la mesurabilité des émissions évitées.

1-Le critère d'additionnalité

L'article 12 de la COP7 des accords de Marrakech dispose qu' « *un projet MDP est additionnel s'il entraîne une réduction des émissions anthropiques de GES qui s'ajoutera à toute réduction réalisée en l'absence du projet* »².

Cette additionnalité comprend deux volets : l'additionnalité financière et l'additionnalité environnementale.

Pour la première elle consiste que le développement d'un projet reçoit de son investissement des URCE équivalentes aux réductions des émissions de GES constatées, ces unités seront échangeables sur le marché international boursier, l'additionnalité financière revient à se demander si le projet aurait été réalisé sans cette prime carbone offerte par le MDP, cette prime carbone doit avoir un caractère incitatif

¹ Arrêté interministériel du 02 février 2006 relatif à l'autorité nationale désignée relatif aux mécanismes de développement propre. JO n 30 du 1 mars 2006.

² COP7, article 12, Section G, § 43.

pour les investisseurs qui y voient la possibilité d'obtenir un retour sur investissement rapide, si tel n'est pas le cas, il s'agit d'un projet « *business as usual* »¹.

Pour la seconde relative à l'additionnalité environnementale, elle consiste que le projet permettra des réductions supplémentaires d'émissions qui n'auraient pas eu lieu sans la réalisation de ce dernier, il s'agit de comparer une situation future « sans projet » qui est le scénario de référence, à une situation future « avec projet », le volume d'URCE délivré sera la différence entre ces deux situations futures exprimé en équivalent CO₂, et par conséquent, un projet additionnel doit émettre moins de GES que le « scénario de référence ».

2-Le critère d'un développement durable

Ce critère est prévu à l'article 12 du protocole de Kyoto, la contribution d'un projet au développement durable relève de la souveraineté du pays d'accueil (hôte), pour le cas de l'Algérie, l'évaluation de la contribution d'un projet au développement durable se fait par l'AND, selon certains critères qui permettent d'apprécier sur une échelle unique et sans équivoque le niveau de contribution d'un projet au développement durable.

3-le critère des émissions évitées

Il s'agit de s'assurer que les émissions évitées sont mesurables, elle signifie que les émissions évitées peuvent être évaluées avec un minimum de précisions.

Sous Section 4 : Les raisons d'opter pour un marché international Dans la législation Algérienne

En vertu de l'article 67 de la loi n° 05/07 relative aux hydrocarbures modifiée et complétée, on constate que le législateur Algérien a agit dans le bon sens quant il précise que les crédits d'émissions de gaz à effet de serre sont obtenus par le contractant sur le marché international dite « marché boursier », le terme du marché international indique que le législateur Algérien a opté pour le mécanisme relatif au MDP, pour l'échange des quotas d'émissions de GES, car c'est le seul mécanisme de flexibilité qui s'applique dans la sphère du marché international, et auquel on exige des instances de régulations. Contrairement aux échanges de gré à gré qui se font sans qu'il y ait une

¹ Ministère de l'aménagement du territoire, de l'environnement et de tourisme in : « *Guide de développement de projet MDP en Algérie* » février 2010, p. 20.

instance de régulation, et aux échanges intermédiaires dont le prix et les quantités échangées resteront confidentiels¹.

Le législateur Algérien en promulguant la loi n°05-07 susvisée, voulait renforcer le principe de régulation dans tous les éléments relatifs à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures, de ce fait, il fait référence dans plusieurs articles au terme de régulation, pour l'exemple des émissions de GES la loi écarte toute allusion au marché national volontaire ou intermédiaires, et fait référence qu'au marché international, car la plate forme de ce dernier réunit l'ensemble des membres acheteurs ou vendeurs de quotas et conforme leurs ordre d'achat ou de vente de quotas via une plate forme électronique

La mise en place d'une plate forme organisée de marché garantit :

-une transparence des prix : le prix d'échange fluctue en fonction des offres d'achat et de vente, et le cours de l'actif « quotas » est connu de tous les acteurs ainsi que du grand public

- les conditions d'accès au marché standardisés les conditions d'adhésion et d'échange sont standard pour tous les acteurs².

Dans le cadre de l'article 67 susvisé, les crédits carbones sont délivrés par un arrêté conjoint des ministres chargés des hydrocarbures et de l'environnement, ce qui nous pousse à se demander de la nature juridique de ces quotas, cette dernière pose problème du fait qu'elle n'existe pas une nature juridique précise à travers les législations internationales, à ce titre, plusieurs législations européennes ont fait un choix par défaut, tel est le cas de l'Allemagne fédérale où le législateur a expressément confirmé que les quotas de Co2 n'étaient pas des valeurs mobilières, le Royaume Uni a quant à lui fait le choix de ne pas qualifier spécifiquement ces quotas, seul la Roumanie qui a qualifié les quotas d'instruments financiers.

Section 2 : La fiscalité des quotas d'émission de gaz à effet de serre

Dans l'absence des textes réglementaires régissant les droits liés à l'utilisation, le transfert et la cession des crédits d'émission de GES, on va étudier cette question dans la législation comparée. Pour imposer ou taxer l'utilisation le transfert ou la cession des crédits d'émission de GES et pour connaître mieux le traitement fiscal de ces quotas

¹ BERTRAND DE GERANDO in : « *Quotas d'émission de gaz à effet de serre: Système d'échange de quotas, Entreprises et collectivités bénéficiaires, Outils de gestion de quotas* », ouvrage précité, p. 135.

² *ibidem*.

(section 3), il faut aborder en premier lieu la nature juridique de ces quotas (section 1), et on second lieu on doit connaître leur traitement comptable (section 2).

Sous Section 1 : La nature juridique des quotas d'émission de GES

La nature juridique des quotas a suscité une controverse quant à sa définition, certains auteurs les considèrent comme des « biens meubles » ou « biens incorporels », d'autres ont considéré qu'il s'agissait de biens susceptibles de relever de droit de propriété

Dans la législation Algérienne, les quotas relèvent d'une autorisation administrative¹, d'émettre des GES, ce droit est délivré exclusivement par l'état investi de prérogatives de puissance publique et agissant dans le cadre de sa mission de service publique de protection de l'environnement, de ce fait, elle ne constitue pas un droit de propriété.

Car le quota qui représente un droit d'émettre des GES limité en quantité et dans le temps, résulte d'une autorisation générale d'exploiter une installation polluante, il est incompatible avec la notion de propriété et n'entre pas dans la catégorie des biens mobiliers².

A l'inverse, le législateur français, dans le cadre de l'ordonnance du 14/04/2004 a tranché la question de la nature des quotas d'émission de GES en la considérant expressément comme un bien mobilier appropriable, de ce fait, il est matérialisé par une inscription au compte de son propriétaire dans le registre national .

Le droit conventionnel est muet quant à la qualification juridique du quota ou crédits Co2, quitte pour le législateur européen qui n'a pas défini de statut juridique spécifique des quotas d'émission de GES, l'article 3 de la directive 2003/87/CE stipule qu' « au fins de la présente directive, on entend par :a) quota : le quota autorisant à émettre une tonne d'équivalent dioxyde de carbone.

On constate que ce texte ne donne que les caractéristiques de ces quotas, le législateur européen a donc laissé au principe de subsidiarité le soin de régler l'épineuse question juridique du statut du quota de CO2, la modification de la directive n° 2003/87/CE dans le cadre du paquet climat énergie, adopté en 2008, a laissé cette situation inchangée³.

¹ Approbation par des ministres chargés des hydrocarbures et de l'environnement, conformément à l'article 67 de la loi n° 05/07 susvisé.

² D.CONSTANT et I.MARTINEZ in : « *La comptabilisation des quotas d'émission de gaz à effet de serre : incitation de lutte contre le réchauffement climatique* », ouvrage précité, p. 6.

³ La régulation des marchés des CO2, rapport de la mission confiée à Michel PRADA, inspecteur général des finances Honoraire. 2010, p. 60.

Sous section 2 : Les diverses qualification juridiques des quotas d'émission de GES

Cette qualification est sujet de controverse dans plusieurs législations européennes, en droit Allemand, les quotas n'ont pas de statut juridique clair, le législateur Allemand a décidé de ne pas qualifier les quotas en tant qu'instruments financier, afin que l'accès au marché des quotas de CO₂ ne soit pas limité uniquement d'une autorisation pour le négoce des titres financiers, c'est qu'en mai 2009, que les quotas de CO₂ ont été intégrés dans le champ d'application de l'article 20a, relatif à l'interdiction des abus de marché, de la loi fédérale relative aux transactions sur valeurs mobilières¹.

En droit Australien, les quotas sont des biens meubles, matérialisés par une inscription au compte de leur détenteur dans le registre national, ils seront négociables, transmissibles par virement de compte à compte, ils pourront être cédés dès leur délivrance².

En droit Brésilien, le projet de loi 193/2007 du congrès national prévoit la définition des quotas comme biens meubles.

En droit Espagnol, les quotas sont des droits échangeables au sein du droit civil, la loi n°1/2005 qui régle le commerce de droits d'émission en Espagne qualifie les droits d'émission comme étant « un droit subjectif à émettre une tonne de CO₂ équivalent »³

En droit grecque, les quotas de CO₂ sont des autorisations administratives⁴.

En revanche, en Roumanie, les quotas de CO₂ sont des instruments financiers conformément aux dispositions de l'avis n°10 du 22/02/2010 rendu par la commission nationale des valeurs mobilières.

Au Royaume Uni, l'office national des statistiques britanniques traite les quotas d'émissions dans la catégorie des taxes, en d'autres termes, lorsque les quotas sont mis aux enchères, ils sont considérés comme une taxe⁵.

Dans la législation Algérienne, et puisque l'Algérie n'est pas partie des pays qui se sont engagés à réduire les émissions de GES, il s'apparente par la lecture de l'article 67 de la loi n° 05/07 que les quotas ont la nature juridique d'une autorisation administrative, puisqu'ils sont délivrés par approbation conjointe entre les ministres chargés des

¹ Loi sur la négociation des instruments financiers « WERTPAPIERHANDELSGESETZ ,*WpHG*. »

² La régulation des marchés des CO₂. Précitée, p. 191.

³ *Ibidem*.

⁴ Décision ministérielle 54409/2632/2004 JO grecque 1931B du 27/12/2004.

⁵ La régulation des marchés des CO₂. OP.CIT, p. 208.

hydrocarbures et de l'environnement, cette approche juridique peut être similaire à la qualification des quotas CO₂ à l'échelle européen. Les arguments de cette qualification se résument en trois :

- 1 la forte présence du caractère de la puissance publique dans la délivrance des quotas
- 2 les quotas constituent une contre partie d'obligations souveraines internationales de réduction des émissions d'un état sur son territoire
- 3 le quota de CO₂ peut être considéré comme un instrument administratif, à savoir une autorisation intégrant une limitation aussi bien en quantité qu'en durée¹.

Sous Section 3 : Le traitement comptable des quotas

Ce traitement comptable semble être enrichi dans la législation comparé et notamment en droit français, suite à la position du législateur français qui considère les quotas comme des biens meubles et en dépit d'une instruction de l'administration fiscale qui a suivie le même cheminement², le quota est matérialisé par une inscription au compte de son propriétaire dans le registre national et va subir un traitement comptable.

La problématique de la comptabilisation des quotas est double, d'une part sa comptabilisation au point de vue de l'autorité administrative émettrice des quotas et d'autres part, du point de vue de l'organisation autorisée à émettre des GES sur une durée et pour une quantité limitée, au niveau de l'autorité publique émettrice des quotas, la comptabilisation et le suivi des quotas se fait à travers un mécanisme d'enregistrement dans un registre national informatisé³, la tenue d'un registre national par chaque état européen permet de mettre en réseau au niveau communautaire les quotas alloués dans la mesure où les différents registres nationaux sont sous la surveillance d'une unique administration délégué, ce dernier enregistre les attributions initiales des quotas à telle ou telle organisation autorisée à émettre des GES, leurs cession éventuelles sur le marché d'échange des quotas, les restitutions et les annulations de fin de période de validité⁴.

¹ *Ibidem.*

² BOI n° 58 du 11 juin 2009, instruction du 10 juin 2009 3L-1-09 Taxe sur la valeur ajoutée, régime applicable aux quotas d'émission de gaz à effet de serre.

³ En France, ce registre est tenu par la caisse des dépôts et consignations.

⁴ D.CONSTANT et I.MARTINEZ in : « *La comptabilisation des quotas d'émission de gaz à effet de serre : incitation de lutte contre le réchauffement climatique* », ouvrage précité, p. 7.

S'agissant des règles de comptabilisation, c'est le règlement n° 2004-08¹ qui pose les règles de comptabilisation des quotas d'émission de GES, deux modalités de comptabilisation existent selon que les entreprises ont des exploitations soumises à l'obligation de réduction des émissions de GES ou qu'elles agissent dans le cadre d'une activité de placement.

-A- Pour la première modalité, le règlement précise que les quotas étant des immobilisations acquises gratuitement, il convient de les évaluer à leur valeur vénale, celle-ci étant appréciée à la date de l'inscription du quota sur le registre national².

En contrepartie, les émissions de GES font naître une obligation de l'entreprise vis-à-vis de l'état, et cette obligation se traduit par la constatation d'un passif correspondant aux quotas d'émission à restituer, les quotas à restituer à l'état, sont évalués à la valeur d'entrée, pour les quotas alloués et à la valeur à la clôture de la période, pour les quotas achetés.

La délivrance des quotas se traduit par un virement, effectué par la caisse des dépôts, teneur du registre national du compte de l'exploitant, cette opération entraîne l'inscription des quotas à l'actif de la collectivité ou du service par leur valeur vénale, de ce fait les actifs acquis à titre onéreux sont comptabilisés à leur coût d'acquisition, les actifs produits par l'entité sont comptabilisés, à leur coût de production, les actifs acquis à titre gratuit sont comptabilisés à leur valeur vénale ainsi que celles qui sont acquis par voie d'échange.

-B- la deuxième modalité qui concerne les entreprises de négoce, comptabilise à l'actif les quotas d'émission de GES comme des titres conférant un droit de propriété cessible, dans la mesure où la détention des droits n'est pas liée à l'émission de GES, l'inscription à l'actif n'a pas de contrepartie au bilan, par ailleurs en raison du principe de prudence, la perte de valeur des droits donne lieu à la constatation d'une dépréciation à la clôture de l'exercice³.

¹ Comité de la Réglementation Comptable, règlement n° 08 2004 du 23 novembre 2004 relatif à la comptabilisation des quotas d'émission de gaz à effet de serre.

² Article L 229-15 II du règlement n° 99-03 du 29 avril 1999 modifiée et complétée par le règlement n° 2004/87 du 23 novembre 2004.

³ D.CONSTANT et I.MARTINEZ in : « La comptabilisation des quotas d'émission de gaz à effet de serre : incitation de lutte contre le réchauffement climatique », ouvrage précité, p. 9

Il faut noter que dans le cadre des émissions de GES, par les entreprises de négoce, les quotas d'émission sont comptabilisés à un sous compte du compte 504 « autre titres conférant un droit de propriété », bien que ne s'agissant pas d'instruments financiers¹.

Enfin pour inciter les entreprises à réduire significativement leurs émissions de GES, il faudrait leur attribuer moins de quotas sur leur besoins courants afin de les placer en position de demandeuses nettes de quotas sur le marché, et par conséquent, le cout engendré par l'acquisition de quotas supplémentaires devrait peser sur leurs résultats financiers et constituer par la même une incitation à la réduction des émissions de GES². Dans ce contexte, une étude analytique des rapports annuels de 2005 de dix groupes français auxquels ont été attribués plus de 60% des quotas d'émission de GES pour la période 2005/2007, indique d'une part une absence de rubrique spécifique dans les comptes consolidés et d'autre part, une très grande disparité au niveau de l'information divulguée par les entreprises françaises³.

Sous Section 4 : Le traitement fiscal des quotas

Après avoir étudié la nature juridique et le traitement comptables des quotas d'émission de GES, le traitement fiscal de ces quotas est aligné à celui de leur traitement comptable, notant que pour la législation Algérienne l'article 67 de la loi n°05/07 pose le principe de taxation relatif à l'utilisation le transfert ou la cession des quotas d'émission de GES, et laisse aux dispositions réglementaires les modalités d'application, or ces derniers n'ont pas encore été promulgués, pour cette raison, on va traiter la fiscalité des quotas dans le droit Français (B), après l'étude des principes de base d'une taxation des quotas d'émission de GES (A).

A- Le principe de fiscalité de quotas

La conception d'une taxe relative aux quotas d'émission de GES varie d'une législation à l'autre, elle dépend de la nature juridique des quotas et de leur traitement comptable, de ce fait, le taux de la taxe doit être fixé au niveau où le cout marginal de réduction d'une pollution donnée et le cout marginal des effets négatifs de cette pollution sont égaux, si le taux de la taxe est trop bas, le niveau de pollution sera excessif et, à

¹ Avis n 2004-C du 23 mars 2004 su comité d'urgence du CNC

² D.CONSTANT et I.MARTINEZ in : « La comptabilisation des quotas d'émission de gaz à effet de serre : incitation de lutte contre le réchauffement climatique ». p. 14.

³ ibidem

l'inverse si le taux est très haut, la production ou la consommation du bien ou de service en cause sera réduite en dessous du niveau souhaitable¹.

Dans le cadre du protocole de Kyoto, la taxe est fixée à un taux qui est censé permettre de limiter la pollution à un niveau déterminé, cette approche nécessite un niveau d'information moindre mais elle suppose une bonne connaissance prévisionnelle de la manière dont les agents économiques vont réagir à la taxe pour limiter la pollution.

Dans ce contexte, un autre principe doit être pris en compte celui du « pollueur payeur », ce principe à une portée interprétative selon la jurisprudence de la CJUE², saisie d'une question préjudicielle relative à la Directive n° 91/676/CE concernant la protection des eaux contre la pollution par les nitrates, la cour de Luxembourg a jugé que la directive, ne pouvait avoir entendu faire supporter aux exploitants agricoles des charges inhérentes à l'élimination d'une pollution à laquelle ils n'auraient pas contribué³.

Le conseil constitutionnel français à l'occasion d'une décision du 28 décembre 2000, a consacré par un considérant de principe, la possibilité pour le législateur d'instituer des mesures fiscales positives à finalité purement dissuasive, il a estimé que le principe d'égalité ne faisait pas obstacle « *à ce que soient établies ses impositions spécifiques ayant pour objet d'inciter les redevables à adopter des comportements conformes à des objectifs d'intérêts général pourvu que les règles qu'il fixent à cet effet, soient justifiées au regard desdits objectifs* »⁴.

B - Le traitement fiscal des quotas

La prise en compte des quotas d'émission à l'actif du bilan n'est susceptible d'entraîner des conséquences sur le résultat fiscal que dans la situation où l'entreprise réalise des transactions à raison des quotas correspondant, puisque les quotas d'émission et les unités de réduction des émissions constituent des biens meubles incorporels, la cession des quotas constitue donc une prestation de service qui est manifestement située dans le champ d'application de la TVA lorsqu'elle est effectuée à titre onéreux par un assujetti

¹ Conseil des impôts : " *Fiscalité et environnement* ", vingt troisième rapport au président de la République Française. 2005, p. 7.

² Cours de justice de l'union européenne, ancienne appellation de la CJCE, cette nouvelle appellation CJUE intervient suite à l'entrée en vigueur de traité de Lisbonne en 1/12/2009.

³ CJCE 29 avril 1999. Standley. Aff. C. 293/97, Rec. p. I-2603.

⁴ CC.28 décembre 2000 n° 2000-441. Loi de finance rectificative pour 2000. Rec.201. (France)

en tant que tel, cependant, l'administration fiscale exonère de la TVA, la cession des quotas dans une instruction fiscale.

Cette dernière stipule « à l'instar d'instruments financiers dérivé, les quotas d'émission et les unités de réduction font aujourd'hui l'objet de transfert sur des marchés publics de négociation et d'échange aussi il y a lieu de considérer que les *opérations portant sur ces droits* bénéficient de l'exonération mentionnée à l'article 261 du CGI »¹.

Il est à noter que les cessions, au comptant ou à terme de gré à gré ou sur un marché de négociation des quotas d'émission et des unités de réduction des émissions, ainsi que les prestations de négociation portant sur ces droits, sont exonérés de la TVA².

CHAPITRE 3

LES AVANTAGES FISCAUX DANS LES ACTIVITES AMONT PÉTROLIER

Les activités de recherche et ou d'exploitation des hydrocarbures bénéficient de plusieurs avantages fiscaux, ces derniers viennent renforcer le principe d'attractivité du régime fiscal de l'amont pétrolier qui est l'objectif majeur de la loi n°05/07 modifiée et complétée.

Dans l'industrie pétrolière, comme dans l'exploitation des autres matières premières, les différents avantages recherchés tournent pour l'essentiel autour de deux principes fondamentaux :

-La liberté d'utilisation des capitaux de l'investisseur et de ses produits dont la liberté de transfert de capitaux est le point le plus important

-L'exonération de droits et taxes du droit commun, complétant le régime fiscal proprement dit³.

En effet pour ce dernier point, l'article 89 de la loi n°05/07 susvisée stipule que : « *les activités de recherche et ou d'exploitation des hydrocarbures sont exemptées : de la taxe sur la valeur ajoutée T.V.A, portant sur les biens et services afférents aux activités de recherche et ou exploitation*

¹ BOI n° 58 du 11 juin 2009, instruction du 10 juin 2009 3L-1-09 Taxe sur la valeur ajoutée régime applicable aux quotas d'émission de gaz à effet de serre.

² ibidem.

³ MAJID BENCHIKH in : «*Les instruments juridiques de la politique Algérienne des hydrocarbures* », ouvrage précité, p. 119.

De la taxe sur l'activité professionnelle T.A.P

Des droits, taxes et redevances de douanes, sur les importations de biens d'équipements, matières et produits destinés à être affectés et utilisés exclusivement pour les activités de recherche et d'exploitation des gisements d'hydrocarbures

De tout autre impôt, droit ou taxe non visés aux articles 31, 52, 53, 67 et au présent titre, frappant les résultats d'exploitation et établis au profit de l'état, des collectivités territoriales et toute personne morale de droit public... » .

En matière de TVA, il est nécessaire de se retourner aux dispositions de l'article 42-1 du code des taxes sur le chiffre d'affaires qui stipule que : « ... peuvent bénéficier de la franchise de la taxe sur la valeur ajoutée :

Les biens et services prévus par la législation en vigueur, acquis par les fournisseurs des sociétés pétrolières, destinés à être affectés directement aux activités de prospection de recherche, d'exploitation de liquéfaction et de transport par canalisation des hydrocarbures liquides et gazeux... »

Cet article accorde aux fournisseurs de sociétés pétrolières exerçant dans le secteur des hydrocarbures, la possibilité de réaliser l'acquisition des biens et services prévus par l'arrêté interministériel du 07/12/1991¹, en franchise de TVA, cette franchise est mise en œuvre par le biais du régime des achats en franchise après agrément accordé par le directeur de la DGE.

Il faut noter que même si l'article 89 susvisé est explicite quant aux éléments concernés par l'exonération, il faut noter que pour les dédouanements actuels, elles concernent exclusivement les matériels et équipements liés aux opérations et contrats engagés sous le régime de la loi n° 86-14, il y a lieu de rappeler que cette dernière n'est appliquée qu'à titre transitoire, du fait qu'elle est abrogée par la nouvelle loi n°05/07, en effet, en attendant la publication des textes d'application de la nouvelle loi, notamment le décret exécutif fixant la liste d'équipements et produits, matières et services exonérés des droits et taxes, c'est ainsi que les services de douanes ont été instruits par la direction générale des douanes en 2006², à l'effet de continuer à appliquer l'ancien dispositif de la loi n°86-14 et ce jusqu'à la promulgation des textes d'application de la nouvelle loi n°05/07

¹ Arrêté interministériel du 07/12/1991 du 07 décembre 1991 modifiant et complétant l'arrêté interministériel du 08 mai 1990 fixant la liste des biens d'équipements, services, matières et produits bénéficiant de certaines exemptions fiscales. JO n°22 du 22 mars 1992.

² Note n/14°DGD/CAB/D400 du 18 juillet 2006.

Section 1 : Les personnes bénéficiaires

Les importations des biens d'équipements bénéficiant de l'avantage fiscal accordé aux activités pétrolières sous l'égide de la loi n°86/14 doivent être effectuées par :

- a- Une entreprise nationale ou organisme public, ces derniers établissent les attestations requises sous leur propre responsabilité
- b- une société étrangère qui intervient pour le compte de l'entreprise nationale, dans ce cas, l'entreprise nationale lui délivre une attestation certifiant l'affectation des dits bien.
- c- une société étrangère associée par un contrat de prospection, recherche et/ou d'exploitation d'hydrocarbures, dûment approuvé en conseil des ministres
- d- une entreprise sous traitante à une société étrangère associée ; dans ce cas une attestation certifiant l'affectation aux activités objet du contrat desdits biens, équipements, produits est établie par la société étrangère associée par un contrat, sous sa responsabilité, soit pour son compte, soit pour le compte du sous traitant.

Les biens et équipements concernés par l'exonération sont celles repris dans la liste annexée à l'arrêté interministériel du 08 mai 1990 modifiée et complétée par l'arrêté interministériel du 07 décembre 1991, et dont la destination est exclusivement destinée à l'activité des hydrocarbures¹.

Section 2 : Les conditions d'octroi

Le bénéfice des avantages fiscaux prévus par la loi n° 86/14 est soumis à des conditions suivantes :

Les biens et équipements doivent être importés par une entreprise nationale ou étrangère opérant dans le domaine pétrolier et titulaire d'une concession minière.

Ces biens et équipements doivent figurer sur la liste fixée par l'arrêté interministériel susvisé

L'utilisation et la destination des marchandises dûment approuvés pour les activités de prospection, de recherche et/ou d'exploitation d'hydrocarbures

L'exonération est accordée par le service des douanes sur la présentation d'une attestation d'affectation établie par une société habilitée

Présentation d'une attestation de franchise de la TVA délivrée par les services des impôts territorialement compétents

¹ Il faut noter que pour cette dernière condition est similaire à celle qui est prévue à l'alinéa 2 de l'article 89 de la loi n° 05/07 modifiée et complétée.

De tous les autres documents exigés par la réglementation lors d'opérations d'importation

Dans le cadre de la loi actuelle, les derniers alinéas de l'article 89 relatif aux exonérations accordés dans l'activité amont pétrolier, et de l'article 97 relatif aux exonérations prévues dans l'activité de transport par canalisations sont identiques, de ce fait, il a été établi deux décrets d'applications¹, l'un relatif aux exonérations prévues dans l'activité amont pétrolier, l'autre est plutôt relatif aux exonérations accordées aux activités de transport par canalisation, ces travaux ont ressorti des points identiques dans la catégorie des biens, équipements relatifs à l'exonérations, et par conséquent, il a été recommandé d'unifier ces deux textes en un seul qui s'applique sur toutes les formes des biens d'équipements, services, matières et produits affectés pour les activités de recherche et/ou d'exploitation, et de transport par canalisation des hydrocarbures.

Il faut noter qu'en matière de la législation comparée, et notamment en droit Camerounais, les sociétés pétrolières peuvent bénéficier de la franchise, des taux réduits ou de l'admission temporaire

Sous section 1 : L'admission en franchise

Sont admis en franchise de tous les droits et taxes d'entrée ou de sortie : les produits et matériels destinés à la prospection et à la recherche pétrolière tels qu'annexés à l'acte 13/68 UDEAC-35².

Les hydrocarbures exportés ainsi que les matières et matériels dont les entreprises pétrolières et les entreprises sous traitantes n'auraient plus l'usage.

Sous section 2 : L'admission au taux réduit

sont admis au taux global réduit de 5% des droits et taxes perçus à l'importation les métiers et matériaux, machines et outillages ainsi que les produits chimiques qui sont directement nécessaires à la production des hydrocarbures, y compris leur stockage, traitement, transport, expédition et transformation, qu'ils soient importés directement par les sociétés pétrolières ou par l'entremise d'entreprises sous-traitantes³.

¹ Ces décrets ont été établis en concertation avec les services du Ministère de l'Energie et des Mines, de Ministère des Finances, la direction générales des impôts, l'Agence ALNAFT, et l'Agence ARH.

² Acte 13/65 UDEAC-35 du 14 décembre 1965 fixant les conditions d'application de l'article 241 du Code des Douanes de l'UDEAC, et ses modificatifs subséquents.

³ A.L.DIKOUNE in : « *La fiscalité pétrolières des Etats membres de la CEMAC* », ouvrage précité, p.223.

Sous section 3 : L'admission temporaire

Sont admis en admission temporaire, les matériels et matériaux, machines et outillages qui sont directement nécessaires à l'exercice des activités des sociétés pétrolières, de leurs contractants et sous-traitants, lorsque lesdits matériels et matériaux, machines et outillages sont destinés à être réexportés après utilisation, les sociétés de transport de pétrole brut bénéficient du même régime en ce qui concerne leurs équipements, matériels, machines outillages et véhicules de tous types directement liés à leurs activités, à celles des contractants et sous traitants¹.

dans la législation Française, l'article 242 A de l'annexe 2 du code général des impôts permet aux entreprises qui se livrent à l'exploration du plateau continental et à l'exploitation de ses ressources naturelles, de demander à acquérir en suspension de TVA, l'ensemble du matériel servant à effectuer ces opérations, en pratique les entreprises pouvant bénéficier de cette disposition seraient donc les compagnies exploitant ou cherchant à exploiter des gisements d'hydrocarbures off-shore en France².

Enfin, les sociétés pétrolières étrangères sont dispensées du paiement des cotisations de sécurité sociale en Algérie sur les salaires payés à leurs employés lorsque ces derniers sont déjà soumis à un régime de protection sociale étranger avant leur emploi en Algérie³.

Les prélèvements à caractère environnemental sont une nouveauté dans le régime fiscal de l'amont pétrolier. Bien qu'ils s'inscrivent dans l'initiative internationale pour la lutte contre le réchauffement climatique, leur traitement fiscal demeure opaque notamment quand il s'agit des droits de cession de crédits de gaz à effet de serre dont la qualification juridique n'est pas déterminée expressément. Quant aux avantages fiscaux accordés aux sociétés pétrolières, le décret exécutif fixant la liste des biens d'équipements, services, matières et produits exonérés de la TVA, des droits, taxes et redevances relatives aux activités d'hydrocarbures n'est pas encore publié

¹ ibidem.

² Rapport Sénat n° 107(2011.2012) Tome II.

³ Article 98 de la loi n°05/07 modifiée et complétée.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Plusieurs pays possédant de gisements importants en hydrocarbures liquides et gazeux déploient des efforts considérables pour établir une fiscalité pétrolière notamment dans l'activité de l'amont pétrolier, qui devait répondre aux besoins budgétaires des Etats possédant cette ressource précieuse d'une part, et pour attirer les investisseurs étrangers, notamment les grandes sociétés pétrolières. De ce fait, l'Algérie depuis la nationalisation des hydrocarbures en 1971, passant par la loi n°86-14 jusqu'à la loi n°05/07 modifiée et complétée, déploie des efforts sur le plan juridique et fiscal pour la valorisation du secteur des hydrocarbures qui produit une grande partie des recettes budgétaires.

La fiscalité pétrolière demeure l'élément le plus efficient susceptible d'augmenter les recettes financières de l'Etat¹, pour cette raison, le législateur Algérien a installé un régime fiscal ayant pour objet de diversifier les rentrées de l'Etat, par l'instauration de multiples droits et taxes. Ce régime fiscal est plus transparent par rapport au régime fiscal antérieur, dans la mesure où il fait de tout opérateur un sujet fiscal qu'il soit étranger ou national, il protège au mieux les intérêts de l'Etat à travers l'agence ALNAFT, comme il prévoit un régime fiscal transitoire dans le but d'écrémer les gains réalisés par les opérateurs étrangers dans le cadre des anciens contrats signés à l'époque où le prix de barils connaissait une forte baisse.

La fiscalité pétrolière de l'amont pétrolier reste spécifique d'abord par sa structure. Certains éléments de cette fiscalité revêtent le caractère domanial, d'autres ont le caractère fiscal, et d'autres encore présentent un caractère environnemental. Les contribuables sont des personnes morales nationales et/ou étrangères, la structure chargée du recouvrement est la direction des grandes entreprises (DGE), cette dernière doit collaborer avec certaines structures de régulation dans le domaine des hydrocarbures pour la mission de recouvrement de certains droits telle que la redevance sur la production recouvrée par l'agence ALNAFT.

¹La fiscalité pétrolière de l'amont pétrolier versée selon les dispositions de la loi n° 05/07 pour toutes les taxes non compris la TPE en 2010 a atteint plus de 2.722 Milliards de dinars en augmentant de 20% par rapport à l'exercice 2009, (Rapport annuel de la SONATRACH 2010, p. 28).

Sur le plan de la conception des impôts, droits et taxes, la loi prévoit de nouvelles taxes en vue de diversifier les rentrées de l'Etat, telle que la taxe superficielle qui ne reflète pas le principe d'attractivité fiscale suscité par les opérateurs étrangers, au contraire elle reflète une pression fiscale pour l'associé étranger du fait de ses montants très élevés dans la période de rétention et/ou d'extension exceptionnelle. Cette taxe accompagne l'opérateur dès la première année de recherche jusqu'à la dernière année d'exploitation, pour cela ses montants doivent être revus à la baisse notamment dans la période d'exploration.

Ce régime fiscal actuel favorise et encourage l'exploration et l'exploitation de ou des gisements pétroliers et/ou gaziers de petite taille, en prévoyant un système de zoning qui divise le domaine des hydrocarbures en quatre zones, en prévoyant des taux d'impôts et taxes favorables dans les zones où se trouvent le ou les gisements de petite taille, cette initiative intervient après une marginalisation de ces gisements dans les lois antérieures.

L'usage du domaine public hydraulique est assujéti au paiement d'une redevance qui existait avant la loi n°05/07, cette dernière a intensifié le rôle de régulation dans l'usage du domaine public hydraulique. En effet, elle confère à l'agence du bassin hydrographique Sahara et à l'agence ALNAFT les pleins pouvoirs en matière de coordination en vue de la perception de cette redevance et pour la préservation du domaine public hydraulique. La lacune constatée dans cette redevance est que la loi ne prévoit pour l'injection d'eau dans les puits pétroliers qu'un seul type de récupération. En outre, le texte d'application fixant les modalités de calcul de cette redevance prévoit un mode dérogatoire de calcul de cette redevance qui est la facturation forfaitaire. Cette dernière ne devrait pas avoir lieu du fait des quantités d'eaux considérables utilisées dans le procédé de récupération et notamment dans l'extraction de gaz de schiste.

Dans le cadre de cette redevance et en dépit de la loi n°13-01 modifiant et complétant la loi 05/07 relative aux hydrocarbures, l'usage du domaine public hydraulique est prévu pour l'ensembles des opérations pétrolières. En effet, la rédaction de l'article 53 de la loi 05/07 semble plus appropriée que la précédente¹.

¹ L'article 53 de la loi 05/07 avant sa modification stipulait : « ..., prévoit l'utilisation d'eau pour assurer une récupération assistée... », Tandis que l'usage de l'eau en vertu de l'article 53 modifié par la loi 13-01 vise plutôt l'ensemble des opérations pétrolières. « ..., prévoit l'utilisation d'eau pour les opérations pétrolières... ».

La redevance sur la production ou les *royalties*, est le prélèvement classique de l'activité de l'amont pétrolier, bien qu'elle soit prévue uniquement pour les activités d'exploitation des hydrocarbures, plusieurs déductions sont prévues pour le calcul de la base de la redevance. Cette déduction vise à encourager les opérateurs à l'investissement dans l'aval pétrolier. Le calcul des quantités extraites pour la détermination du montant de la redevance ou d'autres prélèvements se fera au point de mesure. De ce fait, les quantités de pétrole et de gaz perdues avant ce point de mesure sont exclues du calcul de cette redevance. Ces quantités d'hydrocarbures exclues du calcul de la redevance doivent faire l'objet d'une vérification par l'agence ALNAFT. De ce fait, il est préférable que cette agence dispose d'une antenne dans les périmètres du sud et ceci pour rendre la mission de régulation conférée à l'agence ALNAFT aussi bien efficace qu'indépendante.

S'agissant du régime fiscal transitoire, l'amendement de la loi n°05/07 en 2006 a fait naître une taxe sur les profits exceptionnels réalisés par les associés de la SONATRACH dans le cadre des contrats d'associations conclus sous l'égide de la loi n°86-14. Cette taxe est contraire au principe de stabilité du régime fiscal, d'autant plus qu'elle est appliquée avec effet rétroactif. Son application a fait naître un différend entre l'Etat Algérien et la société Américaine. Ce différend a fait perdre au trésor Algérien l'équivalent de 4.4 Milliards de dollars, ce qui mérite de l'attention dans ce différend est qu'il est de nature fiscale et lié à un domaine souverain. Par conséquent, ce qui devait être versé au fisc par les partenaires étrangers va être supporté par la SONATRACH, puisque les parts de production ont été réaménagées. A l'issue de plusieurs différends nés entre la SHONATRACH et d'autres sociétés étrangères contestant cette taxe, cette dernière doit être abrogée comme elle l'a été aux Etats Unis en 1988, afin de réaliser une homogénéité entre les intérêts financiers de l'Etat et le climat d'affaire favorable pour les sociétés pétrolières étrangères. Malgré cette critique apportée à la réglementation juridique et fiscale, la loi n°13-01 n'a pas abrogé la TPE, et par conséquent, les associés étrangers de la SONATRACH seront toujours soumis au paiement de cette taxe dans le cadre des contrats d'association signés avant 2005.

Certains droits et taxes sont intimement liés malgré leurs caractères différents, telles que la redevance qui est un prélèvement à caractère domanial, et la taxe sur le revenu pétrolier qui est un prélèvement purement fiscal, car la somme des bases de redevances

mensuelles servira au calcul des acomptes TRP. Pour cette raison, il est souhaitable que le calcul de la TRP soit indépendant du calcul de la redevance.

En dépit de la loi 13/01, le législateur a modifié les modalités de calcul de la TRP, elle sera calculée sur la base du profit réalisé, dont les taux seront déterminés en fonction du niveau de profit.

Compte tenu de la technicité des travaux de recherche et d'exploitation et vu l'ampleur des coûts financiers de l'exploitation dans ce domaine, les contractants peuvent céder et/ou transférer leurs droits et/ou obligations entre eux ou à toute autre personne. Ce transfert est passible d'un droit non déductible payé au trésor public. A l'issue de l'étude de ce type de prélèvement, plusieurs carences ont été constatées. Il s'agit d'abord des cas de transfert qui sont déterminés par deux règles différentes ; l'une est limitative ; l'autre est plutôt exhaustive. Il s'agit également des opérations de cession portant sur la fusion acquisition des sociétés qui sont approuvées par l'agence ALNAFT sans qu'elle examine les règles relatives à la concurrence, de ce fait, un avis du conseil de la concurrence serait nécessaire pour ce type de transfert .

S'agissant de l'impôt complémentaire sur le résultat, on constate que le législateur Algérien opte pour l'encouragement des activités de l'Aval pétrolier ainsi que pour l'ensemble des activités¹ en Algérie du contractant, en conférant à ce dernier, la faculté de consolider l'ensemble de ses activités en Algérie, et de bénéficier du taux réduit de l'ICR, après accord écrit de l'agence ALNAFT. Cette procédure reflète ainsi le rôle important que joue cette agence dans la régulation du domaine juridique et fiscal des activités de l'amont pétrolier. Par ailleurs, le taux de l'ICR en vertu de la loi 13/01 a été modifié, il sera de 19% ou de 80% selon le niveau de profit réalisé. En revanche, pour les périmètres d'exploitation dont la production journalière maximale est supérieure à 50.000 b.e.p, le taux de l'ICR sera celui qui était prévu par l'article 88 de la loi 05/07.

Le souci du législateur Algérien de faire évoluer l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures, tout en préservant l'environnement, a abouti à l'instauration de certaines taxes. Il s'agit de la taxe sur le torchage du gaz qui est une nouvelle taxe dans la loi n°05/07. Elle intervient après la signature et la ratification du protocole de Kyoto, notant

¹ Ces activités sont celles qui sont prévues dans la loi n°05/07 modifiée et complétée.

que l'Algérie figure dans la liste des pays en voie de développement et par conséquent, elle n'est pas contraignante des dispositions de ce protocole. Ce dernier qui a fait naître certains mécanismes de flexibilité tel que le *global Gaz flaring reduction*, visant la réduction des gaz torchés, a poussé la société SONATRACH à participer un projet pilote *mécanisme de développement propre* (MDP) dans certains gisements dans le sud du pays. Cette taxe est perçue par les opérateurs pétroliers qu'après l'expiration de la période de mise en conformité fixée à sept ans, à compter de 2005. En outre, le torchage du gaz ne s'effectue qu'à titre exceptionnel et après autorisation de l'agence ALNAFT. À ce titre, cette dernière a délivré durant l'exercice 2008, quatre vingt quinze 95 autorisations de torchage pour un volume total de soixante huit 68 millions de m³.

La seconde taxe qui s'inscrit aussi dans le but de protection de l'environnement est la taxe relative à l'utilisation, la cession ou transfert de crédit d'émission de GES que le contractant peut obtenir sur le marché international. Dans la législation Algérienne, l'utilisation, la cession ou le transfert de ces crédits s'effectue par autorisation administrative¹, qui aura un impact sur la qualification des quotas, leur traitement comptable et fiscal. Dans ce cadre, une intervention du législateur est essentielle pour la définition de la nature juridique et comptable de ces quotas pour que leur fiscalisation soit correspondante à la qualification requise. Car dans la législation européenne, ces quotas sont qualifiés sur le plan juridique et fiscal. En outre le décret d'application fixant les modalités de paiement de cette taxe n'a pas été encore publié.

Le processus de déclarations de plusieurs prélèvements relatifs aux activités de recherche et/ou d'exploitation des hydrocarbures se fait par la SONATRACH majoritaire des parts dans tous les cas de contrats de recherche et/ou d'exploitation. Cette dernière a l'obligation de déclarer à l'administration fiscale les montants des droits et taxes liés à la fiscalité de l'amont pétrolier, que ce soit pour sa part 100%, que pour sa part en association. Dans ce cadre, il est recommandé que cette déclaration soit suivie par un contrôle *a posteriori* effectué par les services de l'administration fiscale. Il ne faut pas se contenter des déclarations fournies par la société SONATRACH, cette dernière doit être traitée comme une personne morale redevable au fisc, à l'instar des

¹ Approbation par arrêté conjoint des ministres chargés des hydrocarbures et de l'environnement.

autres compagnies pétrolières. Puisque à travers ce contrôle, l'administration fiscale s'assure de la sincérité et de l'exhaustivité des déclarations faites par les contribuables¹. Cette recommandation formulée lors de cette étude a été prise en considération par le législateur en vertu de la loi n°13/01 puisque tout contractant sera soumis aux obligations du contrôle des sociétés.²

Le progrès technologique qu'ont connu plusieurs pays dans le cadre du recouvrement de la fiscalité pétrolière n'est pas encore concrétisé dans notre pays et ceci malgré la promulgation des textes relatifs à la télé déclaration et au paiement électronique³.

Dans ce contexte, il est recommandé au ministère des finances d'installer les procédures et méthodes nécessaires pour le recouvrement des droits et taxes par le paiement électronique puisque les textes juridiques relatifs à l'instauration de ce mode de recouvrement datent depuis la loi de finance complémentaire pour 2008.

Le régime d'incitation et d'exonération qui a pour but de stimuler l'activité pétrolière n'a pas connu un changement significatif, en le comparant avec le régime fiscal de la législation antérieure. Actuellement, c'est le régime d'exonération prévu par la loi n°86-14 qui est applicable à titre transitoire, à défaut de publication des textes d'application fixant la liste des biens d'équipements services concernés par l'exonération fiscale. Par conséquent, ce décret doit être publié pour écarter l'application du régime transitoire en matière d'exonérations fiscales⁴. Sachant que ce texte, examiné en conseil de gouvernement en mai 2008, a fait l'objet de réserves sur le contenu de la liste fixée par le Ministère des Finances, pour cette raison, le conseil de gouvernement a recommandé la révision et la finalisation de ladite liste par le Ministère des Finances et de l'Energie et des Mines.

Cette fiscalité est également spécifique dans son mode de calcul et de recouvrement du fait des enjeux économiques et financiers qui entourent l'industrie des hydrocarbures, en plus du phénomène d'épuisement des réserves que connaît la plupart des pays possédant cette ressource.

¹ R.ANTAGA. Y.BRARD in : « *Contrôle fiscal et protection du contribuable dans un contexte d'ajustement structurel* », édition l'HARMMATTAN, 2008, p.12.

² Article 97 bis de la loi 13/01 du 20/02/2013 modifiant et complétant la loi n°05/07 relative aux hydrocarbures, JO n°4 du 24/02/2013.

³ Article 15 de l'ordonnance n°08-12 du 24 juillet 2008 portant loi de finances complémentaire pour 2008. JO n° 42 du 27 juillet 2008.

⁴ Rapport annuel d'ALNAFT. 2008, p. 20.

En conclusion, il faut noter que le système fiscal de l'amont pétrolier prévu par la loi n°05/07 ne peut pas être évaluée dans son intégralité, du moment où le premier contrat de recherche et d'exploitation signé en vertu de la loi 05/07 est toujours dans la phase d'exploration . Et par conséquent, l'opérateur étranger n'est pas soumis aux impôts et taxes prévus dans l'étape d'exploitation. Par ailleurs, il y a lieu de souligner que la société SONATRACH est soumise au régime fiscal actuel même pour les contrats d'associations conclus avant 2005, la part des associés étrangers quant à elle, reste soumise aux dispositions de la loi n°86-14. En outre, la loi n°13/01 confère aux contractants soumis aux dispositions de la loi 86/14 et ceux qui sont soumis aux dispositions de la loi 05/07, la possibilité de bénéficier de l'application des dispositions de la loi 13/01 modifiant et complétant la loi 05/07¹. Cette initiative de la part du législateur confirme que le régime fiscal prévu par les dispositions de la loi 05/07 n'est pas attractif pour les sociétés pétrolières notamment pour les prélèvements à caractère fiscal telles que la TRP et l'ICR.

Le régime fiscal prévu par la loi 05/07 n'est pas attractif pour les investisseurs étrangers notamment pour les prélèvements à caractère fiscal, ce régime fiscal demeure insignifiant à défaut de publication de plusieurs décrets d'application relatifs à la fiscalité de l'amont pétrolier. Ces lacunes ont poussé le législateur algérien à réviser le cadre juridique et fiscal en promulguant la loi n°13/01. En effet, les principaux changements ont porté sur les modalités de calcul de la TRP et l'ICR, tandis que les autres prélèvements n'ont pas connu de modifications malgré leurs taux très élevé tel est le cas pour la taxe superficielle. Par ailleurs, cette loi instaure un cadre juridique et fiscal relatif à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnel.

En plus de système de zoning prévu par la loi 05/07, la loi 13/01 a prévu des aménagements fiscaux pour l'exploitations dans des zones difficile à explorer. Cependant, plusieurs lacunes et omissions persistent encore dans la réglementation fiscale pétrolière dont l'impact tant sur le recherche, l'exploitation des hydrocarbures que sur les finances publiques ne satisfait pas entièrement les attentes, tel est le cas pour ; les cas de cession des droits et/ou obligations; le traitement de certaines charges déductibles pour les besoins de calcul de la redevance et la TRP ; les méthodes de calcul

¹ Article 05 de la loi 13/01 du 24/02/2013 modifiant et complétant la loi 05/07 relative aux hydrocarbures.

de la redevance d'usage du domaine public hydraulique ainsi que les modalités et les procédures de calcul de la taxe relative à la cession des quotas d'émission de gaz à effet de serre.

La promulgation de la loi n°13/01 modifiant et complétant la loi 05/07 est un succès pour l'Etat hôte ainsi que pour les investisseurs étrangers. Son but est de collecter la rente la plus élevée possible tout en préservant l'attractivité fiscale, dans l'optique de réaliser un partenariat « gagnant-gagnant », espérant que ce cadre juridique et fiscal soit renforcée par la publication des décrets d'applications qui mettent en exergue sa symbiose avec le cadre institutionnel qui assure la régulation dans le domaine de l'amont pétrolier.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

OUVRAGES:

- 1- AMESSE (F), *L'industrie des hydrocarbures défis et opportunités*, édition TECHNIP 1995.
- 2- ANTAGA (R) & BRARD (Y), *Contrôle fiscal et protection du contribuable dans un contexte d'ajustement structurel*, édition l'HARMATTAN, 2008.
- 3- ANTAGUA FONGUE (R) & TOCKE (A), *Éléments de la fiscalité des affaires au Cameroun*. Édition l'Harmattan, Paris, 2011
- 4- BABUSIAUX (D), *Recherche et production de pétrole et du gaz, réserves, coûts, contrats*, édition TECHNIP 2002.
- 5- BRASSEUR, *Législation et fiscalité internationales des hydrocarbures*, édition TECHNIP 1979.
- 6- BURGER (J) SOURIEAU (P) COMBARNOUS (M), *Récupération assistée du pétrole: les méthodes thermiques*, édition TECHNIP 1984.
- 7- BOUVIER (M), *Introduction au droit fiscal général et à la théorie de l'impôt*, 8^e édition L.G.D.J, Paris 2007.
- 8- CHARLES OMAN, *Les nouvelles formes d'investissements dans les industries des pays en développement* OCDE. 1989.
- 9-DIKOUNE (A.L), *La fiscalité pétrolière des Etats membres de la CEMAC*, édition l'HARMATTAN, Paris. 2006
- 10- DECHABOL (E).CHAMEANE, *Dictionnaire de législation usuelle*, Paris 1855
- 11- DE LESTRANGE (C) .PILLARD (C). ZELENKO (P), *Géopolitique du pétrole : un nouveau marché, de nouveaux risques, des nouveaux mondes*, édition TECHNIP 2005.
- 12- GASTON VOYEL, *L'expropriation pour cause d'utilité publique en droit Luxembourgeois*, édition LARCIER 2003
- 13- GRATZFELD (J), *Industries extractives dans les zones arides et semi arides planification*, édition UICN .2004
- 14- GROSCLAUDE (J) & MARCHESSOU (P), *Droit fiscal général*, 6^e édition, Dalloz, Paris, 2007
- 15- GOUADIN (D) & WADE (E), *Comptabilité générale: système comptable OHADA*, édition DE BOECK 2002.

- 16- JONHSTON (D)**, *International petroleum systems and production sharing contract*, penwell books 1994.
- 17- LATIL (M)**, *Cours de production: Récupération assistée*, édition TECHNIP, Vol 6.1975.
- 18- MURAT (M)**, *L'intervention de l'Etat dans le secteur pétrolier en France*, édition TECHNIP 1969.
- 19- MASSERON (J)**, *L'économie des hydrocarbures*, édition TECHNIP.1969.
- 20- MERLE (P)**, *Droit commercial. Sociétés commerciales*, édition Dalloz. Paris 2007
- 21- MANDOU (C)**, *Comptabilité générale de l'entreprise: instruments et procédures*, édition DE.BOECK 2008.
- 22- OCDE**, *Perspectives économiques en Afrique*, édition 2009.
- 23- OCDE**, *Les taxes liées à l'environnement dans les pays de l'OCDE: problemes et strategies*. Paris 2001.
- 24- THALMANN (P)**, *Instruments économiques pour la gestion du territoire. L'impôt foncier*, édition EPLF 2006.
- 25- PAILLUSSEAU (J), CAUSSAIN (J), LAZARSKI (H)**, *La cession d'entreprise*, 4^e éd. Dalloz 1999.
- 26- SAADI (N)**, *Analyse financière d'entreprise : méthodes et outils d'analyse et diagnostic en normes françaises et internationales IAS/IFRS*, édition l'Harmattan, Paris, 2009.
- 27- TIRAD (J.M)**, *La fiscalité des sociétés dans la CEE*, 2^eme éd. Paris : La Villeguerin, 1989.
- 28- PWIHBEY (P.M)**, *Le nouvel ordre du pétrole*, Academy & Finance, Genève.2009.

Articles de revues spécialisées

- 1- **ADOUANE (B)** « L'évolution de la fiscalité pétrolière ». Revue financière n°2 juin 1975
- 2-**BENCHIKH.M** « *La nouvelle loi pétrolière Algérienne : direction publique et économie de marché* » Revue l'année du Maghreb 2008, p. 8
- 3- Bulletin officiel des impôts n° 58 du Juin 2009.
- 4- **CICCALDI (M)**, *Aspects juridiques de l'exploitation de pétrole en mer*, revue juridique NEPTUNUS.1996, p. 4

- 5- Commission des archives diplomatique : « *Documents diplomatiques Français* » Ministère des affaires étrangères, Tome 1.Bruxelles 2008
- 6- **CHEVALIER (J.M)** « Introduction théorique à l'économie du pétrole », Revue Algérienne des sciences économiques et politiques n° 4 décembre 1973, p.177
- 7- Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel « *Manuel de traitement des eaux d'injection* » édition TECHNIP .1973
- 8- Conférence régionale des élus de la Montérégie Est, *L'exploration et l'exploitation des gaz de schiste en Montérégie Est*, Septembre 2010.
- 9- **CONSTANT (D) & MARTINEZ (I)**, La comptabilité des quotas d'émission de gaz à effet de serre: incitation de lutte contre le réchauffement climatique. www.management.free.fr
- 10- Colloque international sur les ressources en eau souterraines en Sahara in « l'exploitation des ressources hydrique dans l'activité pétrolière » Ouargla 12 décembre 2005.
- 11- **DGI**, Cahier des dispositions générales : télédéclaration fiscale, Novembre 2009.
- 12- **EGASSA (S)** « *Le bonus en fiscalité pétrolière* » www.afritaxes.com
- 13- **HAGUE** Academy international law, « *Droits et obligations des pays riverains des fleuves internationaux* » 1991, p. 35
- 14- HSE, bulletin d'information. Novembre 2005.
- 15- OIE Unesco, Académie de l'eau, *Vers une gestion concertée des systèmes aquifères transfrontaliers*, Aout 2011.
- 16- **MEBTOUL (A)**, « *Le nouveau projet de loi sur les hydrocarbures : Sonatrach renforcée dans un environnement concurrentiel* », revue périodique de l'ADEM mars 2003. P 108.
- 17- **MOLINER.DUBOST**, *Le système Français d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre*, AJDA 2004.P 1132.
- 18- **MONTAGNIER (G)**, *La fiscalité pétrolière dans l'union européenne : le cas de la Grande Bretagne*, www.iedf.dz/CoursSéminaires.
- 19- **NOEL (P)**, *La constitutionnalisaion du régime juridique international des investissements pétroliers et la reconstruction du marché mondial* . Institut d'économie et de politique de l'énergie. Septembre 2000.
- 20- **SVENSON (B)** , *Un objectif fumeux supprimer les torchères*. Revue Shell World 2008, p. 4

21- **SIGOGNE (P) & AROYO (P)** in : « *Etats- Unis : la courte échelle* » revue de l'OFCE .N° 16. 1986, p. 85

22- **VALVERG (P)**, « *Bilan des Accords Franco-Algériens de coopération industrielle et pétrolière du 29 juillet 1965* ». Mai 1970. www.univ-aix-fr

23- Workshop relatif à l'exploitation du gaz de schiste. CCO .Oran le 27 février 2012

Thèses

M.BENCHIKH, *Les instruments juridiques de la politique Algérienne des hydrocarbures*, thèse pour l'obtention de doctorat d'Etat en droit, Université d'Alger.1971

Mémoires

S.TAKOUAT, *Les activités des hydrocarbures: aspects juridiques, fiscal et traitement comptable*, mémoire de fin d'études pour l'obtention d'un DPGS en Finances Publiques option: fiscalité IEDF 2007.

Textes juridiques

Constitution

- Constitution de 1996 modifiée et complétée par la loi n 02/03 du 10 avril 2002 et de la loi n° 08/19 du 15 novembre 2008 JO n: 63.

Conventions internationales

La convention entre la République Algérienne Démocratique et Populaire et le Royaume de Belgique tendant à éviter la double imposition et à établir des règles d'assistance réciproques en matière d'impôts sur le revenu et sur la fortune, ratifiée par décret présidentiel n° 2002-432 du 9 décembre 2002.

Résolutions

- Résolution n : 523 VI adoptée le 12 janvier 1952 par l'assemblée générale des nations unies.

Lois , Décrets & Arrêtés

- Loi n°83-17 du 16 juillet 1983 portant code des eaux. JO n° 30 du 19 juillet 1983.

- Loi 86/14 du 19/08/1986 relatives aux activités de prospection de recherche et de transport par canalisation des hydrocarbures, modifiée et complétée par la loi 91 - 10 du 04 décembre 1991
- Loi n°91/21 du 04 décembre 1991 modifiant et complétant la loi n° 86-14 du 19 août 1986 relative aux activités de prospection, de recherche, d'exploitation, et de transport par canalisations des hydrocarbures JO n°63 du 07 décembre 1991.
- Loi 90-30 portant loi domaniale modifiée et complétée par la loi n°08-14 du 20 juillet 2008. JO n° 44 du 03 août 2008.
- La loi n°01/10 du 03 juillet 2001 portant loi minière, JO n° 35
- Loi n° 02-11 du 24 décembre 2002 portant loi de finances pour 2003. JO n° 86 du 25 décembre 2002.
- Loi n° 04-21 du 29/12/2004 portant loi de finances pour 2005. JO n° 85 du 30/12/2004.
- Loi n°05/07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures. JO n° 50 du 19 juillet 2005
- Loi n°07-11 du 25 novembre 2007 portant système comptable financier. JO n° 74 du 25 novembre 2007.
- Loi n° 09-09 du 30 décembre 2009 portant loi de finances pour 2010. JO n° 78 du 31 décembre 2009.
- Loi n° 12-12 du 26 décembre 2012 portant loi de finances pour 2013. JO n° 72 du 30/12/2012.
- Loi n°13/01 du 20 février 2013 modifiant et complétant la loi 05/07 relative aux hydrocarbures. JO n° 11 du 24 février 2013.
- Ordonnance n°58/1111 du 22 novembre 1958, portant code pétrolier saharien.
- Ordonnance n° 71-24 du 12 avril 1971 J.O N° 30 du 13 avril 1971 modifiant l'ordonnance n° 58-111 du 28 novembre 1958 relative à la recherche, à l'exploitation, au transport par canalisation des hydrocarbures et au régime fiscal de ces activités. JO n° 30 du 13 avril .
- Ordonnance n° 03-03 du 19 juillet 2003 relative à la concurrence. JO n° 43 du 20 juillet 2003.
- Ordonnance n° 05-05 du 25 juillet 2005 portant loi de finances complémentaire pour 2005. JO n° 52 du 26 juillet 2006.
- Ordonnance n° 08-02 du 2 juillet 2008 portant loi de finances complémentaire pour 2008. JO n° 42.

- Ordonnance n°08-12 du 24 juillet 2008 portant loi de finances complémentaire pour 2008. JO n° 42 du 27 juillet 2008.

-Décret présidentiel n° 04-144 du 28 avril 2004 portant ratification du protocole de Kyoto à la CCNUCC, fait à Kyoto, le 11 décembre 1997. JO n° 29 du 09 mai 2004.

- Décret exécutif n° 04-179 du 22 juin 2004 fixant les modalités d'application des dispositions de la loi n° 02-11 du 24 décembre 2002 portant loi de finances pour 2003, relatives à la redevance pour usage à titre onéreux du domaine public hydraulique par prélèvement d'eau pour son injection dans les puits pétroliers, ou pour d'autres usage du domaine des hydrocarbures. JO n° 41 du 27 juin 2004.

- Décret exécutif n° 06/06 du 9 janvier 2006 portant fixation du prix de cession du pétrole brut entrée raffinerie, des prix sortie raffinerie, des marges de distribution et des prix de vente des produits pétroliers destinés à la consommation sur le marché national Annexe II JO n° 12.

- Décret exécutif n° 06-126 du 27 mars 2006 fixant les modalités de l'application de la redevance de l'usage à titre onéreux du domaine public hydraulique par prélèvement d'eau pour son injection dans les puits pétroliers ou pour d'autres usages du domaine des hydrocarbures JO n° 20 du 02 Avril 2006.

- Décret exécutif n° 06-138 du 15 avril 2006 règlementant l'émission dans l'atmosphère de gaz, fumées vapeurs particules liquides ou solides ainsi que les conditions dans lesquelles s'exerce leur contrôle. JO n° 24 du 16 avril 2006.

- Note n/14°DGD/CAB/D400 du 18 juillet 2006.

- Décret exécutif n° 06-440 du 02 décembre 2006 fixant la procédure, les conditions d'application et la méthodologie de calcul de la taxe sur les profits exceptionnels (TPE), JO n° 78.

- Décret exécutif n° 07-130 DU 07 mai 2007 fixant les modalités de calcul des montants des règlements mensuels provisoires valant acomptes sur la taxe sur le revenu pétrolier JO n° 30.

- Décret exécutif n° 07-131 du 7 mai 2007 fixant les modalités de calcul de l'impôt complémentaire sur le résultat .JO n° 30

- Décret exécutif n°07-145 du 19 mai 2007 déterminant le champ d'application, le contenu et les modalités d'approbation des études et des notices d'impact sur l'environnement, pour les activités relevant du domaine des hydrocarbures. JO n° 34 du 22 mai 2007.
- Décret exécutif n° 07/148 du 20 mai 2007 fixant la nature des investissements à prendre en considération dans le calcul du coût de façonnage déductible de l'assiette de la redevance JO n° 35
- Décret exécutif n° 07/140 du 20 mai 2007 fixant la nature des investissements de recherche et de développement déductibles des hydrocarbures de l'assiette de la Taxe sur le Revenu Pétrolier (TRP). JO n° 35.
- Décret exécutif n°07-183 du 9 juin 2007 fixant les procédures de sélection et de délimitation des périmètres objet de demande de période de rétention, des périmètres d'exploitation et des rendus de surface de recherche, JO n° 40.
- Décret exécutif n° 07/184 du 09 juin 2007, fixant les procédures pour la conclusion des contrats de recherche et d'exploitation des hydrocarbures suite à un appel à la concurrence. JO n° 40, modifié et complété par le décret exécutif n° 08-314 JO n° 58
- Décret exécutif n° 07-185 du 09 juin 2007 fixant les conditions de délivrance des titres miniers pour les activités de recherche et/ou l'exploitation des hydrocarbures. JO n°40 du 17 juin 2007.
- Décret exécutif n° 07-311 du 07 octobre 2007 fixant les procédures de mise à la disposition de l'agence ALNAFT de toutes données et résultats issus des travaux de prospection des hydrocarbures J.O n°64
- Décret exécutif n° 07-336 du 31 octobre 2007 fixant le mode de calcul et de liquidation de droits de transfert des droits et obligations dans un contrat de recherche et d'exploitation ou un contrat d'exploitation des hydrocarbures. JO n° 70 du 05 novembre 2007
- Décret exécutif n° 08-01 du 02 janvier 2008 fixant la liste des activités pouvant être consolidés, les modalités de mise en œuvre de la consolidation des résultats et l'application du taux réduit de l'impôt complémentaire sur le résultat (ICR).JO n° 01
- Décret exécutif n° 08-148 du 21 mai 2008 fixant les modalités d'octroi de l'autorisation d'utilisation des ressources en eau. JO n° 126 du 25 mai 2008
- Décret exécutif n°08-312 du 05 octobre 2008 fixant les conditions d'approbation des études d'impact sur l'environnement, pour les activités relevant du domaine des hydrocarbures. JO n° 58 du 08 octobre 2008.

- Décret présidentiel n° 10-236 du 7 octobre 2010 portant réglementation des Marchés publics. JO n° 58.
- Décret exécutif n° 10-289 du 14 novembre 2010 ,fixant la composition et le fonctionnement du conseil de surveillance institué auprès des agences d'hydrocarbures JO n° 20.
- Décret présidentiel n° 12-147 du 22 mars 2012 portant approbation de l'avenant n ° :4 du contrat du 23 octobre 1989 pour la recherche et l'exploitation d'hydrocarbures liquides conclu à Alger le 9 mars 2012 entre la société nationale sonatrach, Anadarko Amgéria company LLC. Maersk Olic et Eni Oil Algeria limited.JO n° 17 du 25/03/2012.
- Arrêté interministériel du 07/12/1991 du 07 décembre 1991 modifiant et complétant l'arrêté interministériel du 08 mai 1990 fixant la liste des biens d'équipements, services, matières et produits bénéficiant de certaines exemptions fiscales. JO n°22 du 22 mars 1992.
- Arrêté interministériel MEM/MEAT n°138 du 02/12/1998 portant sur la facturation de l'eau utilisée dans l'activité pétrolière
- Arrêté interministériel du 02 février 2006 relatif à l'autorité nationale désignée relatif aux mécanismes de développement propre. JO n 30 du 1 mars 2006
- Arrêté interministériel du 21 février 2009 fixant l'organisation et les attributions des services extérieurs de l'administration fiscale. JO n° 20.

CODES

- Code des impôts directs et taxes assimilées
- Code des taxes sur le chiffre d'affaires
- Code des procédures fiscales
- Code de commerce Algérien
- Code de commerce Français
- Code civil Algérien
- Code maritime Algérien

Législation comparée

- Loi gabonaise n° 14/74 du 21 janvier 1975, portant réglementation d'activités de recherche et d'exploitation pétrolière sur le territoire de la République gabonaise
- Contrat de partage de production d'hydrocarbures entre la République Islamique de Mauritanie et Baraka Mauritanian Ventures Limited, portant sur le Bloc T à 12 du Bassin de TAOUDENI en Mauritanie. Mars 2004.
- Loi Congolaise n° 24-94 du 23 août 1994 réintègre dans l'assiette de la redevance; les quantités des hydrocarbures éventuellement utilisées pour les besoins de l'exploitation, à l'exception des hydrocarbures réinjectés dans le gisement pour le maintien d'énergie ou brûlés conformément à la loi
- Loi Camerounaise n° 2011/025 du 14/12/2011 portant valorisation des gaz associés.
- Loi camerounaise n° 64-LF-4 du 6 avril 1964, fixant l'assiette, les taux et mode de recouvrement des droits fixes, redevances et taxes minières.
- Loi Allemande sur la négociation des instruments financiers « WERTPAPIERHANDELSGESETZ ,*WpHG*. »
- Décision ministérielle 54409/2632/2004. JO grèque 1931B du 27/12/2004
- Acte 13/65 UDEAC-35 du 14 décembre 1965 fixant les conditions d'application de l'article 241 du Code des Douanes de l'UDEAC.
- Décret n° 1017.2010 portant règlement sur la redevance exigible pour l'utilisation de l'eau, Gazette officielle du Québec, 15 décembre 2010, n° 50
- Décret n° 2000/465 du 30 juin 2000, portant application du code pétrolier Camerounais
- Loi n°04-037 du 20 août 2004 portant organisation de la recherche de l'exploitation du transport et du raffinage des hydrocarbures, adoptée par l'assemblée nationale du Mali, dans sa session ordinaire le 24 juin 2004
- Loi française n° 2011.835 du 13/07/2011 visant à interdire l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherches comportant recours à cette technique. JO du 14 juillet 2011.

Rapports

Bibliothèque et archives nationaux du Québec in: « *Un régime de redevances juste et concurrentiel* », édition Finances Québec, mars 2011.

Conseil général des ponts et chaussées « le domaine public maritime naturel », Paris 1992.

Conseil des impôts fiscalité et environnement. Vingt troisième rapport au president de la République Française.

La régulation des marchés des CO₂. rapport de la mission confié à Michel PRADA, inspecteur général des finances Honoraire. 2010.

Ministère de l'aménagement du territoire, de l'environnement et de tourisme in : « *Guide de développement de projet MDP en Algérie* » février 2010.

Rapport annuel ALNAFT 2008

Rapport annuel SONATRACH 2009

Rapport annuel SONATRACH 2010

Rapport de la banque mondiale, Norme d'application volontaire pour le *reduction du* volume mondial de gaz torché ou rejeté à l'atmosphère. Washington 2004.

Rapport Sénat n° 107 (2011.2012) Tome II.

Rapport thématique Jumbo. Tome I. Réunion des ministres des Finances de la Zone Franc .23 Septembre 2004.

Principaux sites internet

www.joradp.dz

www.legifrance.fr

www.sonatrach.dz

www.persse.fr

www.dgi-gouv.dz

www.oieau.org

www.afritaxes.com

www.worldbank.com

www.abhs-gov.dz

www.mem-algeria.org

www.oecd.org

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau n° 1 Tableau des études d'impact sur l'environnement délivrées Par Alnaft.	21
Tableau n° 2 : Tableau indicatif des différentes catégories de bonus en Afrique	34
Tableau n° 3 : Matrice tarifs de transport pour les périmètres SH seule	86
Tableau n° 4 : taux de la TRP dans le cadre de la loi 05/07	123
Tableau n° 5 : taux de la TRP dans le cadre de la loi 13/01	125
Tableau n° 6 : Les différents taux de la taxe sur les profits exceptionnels	146
Tableau n° 7 : Base d'imposition de l'impôt foncier (immeubles à usage D'habitation)	161
Tableau n° 8 Base d'imposition de l'impôt foncier (immeubles commerciaux Et industriels)	161
Tableau n° 9 : Les coefficients d'indexation pour le calcul de la taxe sur le torchage	174
Tableau n° 10 : Tarifs de base indexés exprimés en Da/Nm ³	174

LISTE DES ENCADRÉS

	Page
Encadré n° 1 : Canevas pour le calcul de la taxe superficière « Périmètres de recherche »	65
Encadré n° 2 : Canevas pour le calcul de la taxe superficière « Périmètres d'exploitation »	66
Encadré n° 3 : Lettre d'accompagnement pour le paiement de la redevance Sur la production	96
Encadré n° 4 : Lettre d'accompagnement pour la liquidation annuelle de la TRP	130
Encadré n° 5 : Canevas pour le calcul de la taxe de torchage « Périmètres de recherche /en exploitation »	177

TABLES DE MATIÈRES

	Page
SOMMAIRE.....	1
TABLES DES PRINCIPALES ABREVIATIONS	2
INTRODUCTION GÉNÉRALE.....	4
CHAPITRE PRÉLIMINAIRE.....	11
Section 1 : Le cadre juridique de l'amont pétrolier	12
§1 : Le champ d'application du contrat de recherche.....	12
A - Les modalités de conclusion de contrat de recherche	13
B - La durée du contrat de recherche.....	14
§ 2 : Les droits et obligations du contractant dans le Cadre du contrat de recherche....	15
A- les droits du contractant	16
1 - Les Droits du contractant avant le début des travaux de recherche	16
a- <i>Le droit d'expropriation</i>	16
b- <i>Le droit de bénéficier des servitudes et acquisition de terrains</i>	17
c- <i>L'utilisation du domaine maritime</i>	18
2- Les droits du contractant au moment de l'exécution du contrat	19
a- <i>Le droit de renonciation</i>	19
b- <i>Le droit de bénéficier d'une période de rétention</i>	20
B- Les obligations du contractant.....	20
1- Les obligations avant le début des travaux de recherche	21
a - <i>L'obligation de préparer une étude d'impact environnementale (EIE)</i>	21
b - <i>L'obligation de préparer un plan de gestion de l'environnement (PGE)</i>	22
2- Les obligations durant l'exécution du contrat	23
a - <i>L'obligation de réaliser un programme minimum de travaux</i>	23
b - <i>L'obligation de restitution</i>	24
§3 : Les modalités de conclusion de contrats d'exploitation	24
A Dans le cadre de contrat d'exploitation	24
B- Dans le cadre du contrat de recherche et d'exploitation	25
§4 : Les droits et obligations du contractant communs à ces deux types de contrats....	28
A les droits du contractant.....	28
1- <i>La propriété des hydrocarbures extraits au point de mesure</i>	28
2- <i>Le droit d'une autorisation de production anticipée</i>	29

<i>3-Le transfert des droits et obligations</i>	29
B - Les obligations du contractant	30
1- Les obligations juridiques.....	30
A -La notification de la commercialité du gisement	30
B -L'obligation de préparer un plan de développement	30
C -La conservation optimale des gisements	31
D -L'obligation de remise en état des sites (RES)	32
2- Les obligations financières et comptables des contractants.....	33
A -Le paiement d'un bonus de signature	33
B -L'obligation de constituer une provision pour faire face aux coûts	35
d'abandon et/ou restauration des sites	
C -La garantie bancaire de bonne exécution	37
D -La tenue d'une comptabilité	38
§5 : Les types de contrats d'exploitation.....	42
A- Le régime de concession.....	42
B- Les contrats de service à risque	43
C- Les contrats de service sans risque.....	44
D – Les contrats de service sans risque.....	44
E- Les accords d'association	44
Section 2 : Le cadre institutionnel de l'amont pétrolier	46
§1 : La structure de l'agence ALNAFT.....	47
A - Le comité de direction	47
<i>1- La composition du comité de Direction</i>	47
<i>2- Le fonctionnement du comité de direction</i>	47
<i>3- Les conditions de prise de décisions</i>	48
<i>4 Les pouvoirs du président</i>	48
B- Le conseil de surveillance	49
<i>1- La Composition du conseil de surveillance</i>	50
<i>2 -Le fonctionnement du conseil de surveillance</i>	50
<i>3 -Les pouvoirs du président</i>	51
C - Le secrétaire général.....	51
§2 : Les missions de l'agence ALNAFT.....	52
A - La promotion des investissements nationaux et étrangers	53
Dans la recherche et L'exploitation des hydrocarbures	

B- La gestion et la mise à jour des banques de données concernant	53
La recherche et L'exploitation des hydrocarbures	
C- Délivrer les autorisations de prospection	53
D -Procéder à des appels à la concurrence et d'évaluer les offres concernant.....	54
Les activités de recherche et d'exploitation	
E -Suivi et contrôle de l'exécution des contrats de recherche et ou d'exploitation	55
F- L'approbation des plans de développement	55
G- S'assurer de l'exploitation optimale des ressources en hydrocarbures.....	56
H -La collaboration avec le ministre chargé des hydrocarbures, et l'élaboration des...	56
Textes réglementaires	
TITRE I : LES PRÉLÈVEMENTS À CARACTERE DOMANIAL.....	58
CHAPITRE 1 LA TAXE SUPERFICIAIRE	59
Section 1 : Le champ d'application de la taxe superficière	60
§1 : Les opérations imposables et leurs dates d'exigibilité.....	60
§2 : Les informations préalables à l'opération de calcul	62
A Les informations générales	62
1 - <i>Le taux de change moyen mensuel</i>	62
2 - <i>Dernier tableau des montants unitaires indexés</i>	62
B Les informations spécifiques	62
1 - <i>Caractéristiques générales du périmètre</i>	62
2 - <i>Superficie en km² à la date d'exigibilité</i>	62
3 - <i>Date de notification de déclaration de commercialité</i>	64
4 - <i>Date d'abandon ou de restitution</i>	64
Section 2 : Les modalités de calcul et de recouvrement de la taxe superficière	67
§1 : La détermination du montant de la taxe superficière.....	69
A -Période de recherche	69
B -Période exceptionnelle	70
C -Période de rétention	71
§ 2 : Le recouvrement de la taxe superficière (Cas pratique).....	72
Cas pratique relatif au calcul de la taxe superficière.....	74
CHAPITRE 2 : LA REDEVANCE SUR LA PRODUCTION	77
Section 1 : L'évolution historique de la redevance sur la production	78

Section 2 : Le champ d'application de la redevance sur la production	79
§ 1 : Les informations générales pour le calcul de la redevance	80
A- La Matrice des tarifs de transport par périmètre.....	80
B -Les taux de conversion physique	81
C -Les investissements réalisés en matière de gaz naturel Liquéfié (GNL)	81
Et de gaz de pétrole liquéfié (GPL)	
D -Le taux de change mensuel moyen à la vente	82
E -Les Quantités mensuelles exportées par produit et leurs prix	82
F -Autoconsommation en gaz naturel des complexes GNL et GPL.....	82
G -Autoconsommation mensuelle des STC.....	82
§2 : Les informations spécifiques pour le calcul de la redevance.....	83
A - Caractéristiques générales du périmètre.....	83
B - Etats mensuels de suivi de la production	83
Section 3 : Les modalités de calcul de la redevance sur la production	84
§1 : Le calcul de la destination de la production.....	84
§2 : Le calcul de la valeur de la production.....	85
§3 : Le calcul de la tarification de transport	86
§4 : Le calcul de coût de façonnage GNL et GPL	87
§5 : Le calcul de la production en baril équivalent Pétrole par jour (b.e.p)	89
§ 6 : Les taux de la redevance à caractère progressif	89
Section 4 : Le recouvrement spécifique de la redevance sur la production.....	93
§ 1 : La télé déclaration et le télépaiement fiscal.....	93
§ 2 : La mission de recouvrement par l'agence ALNAFT.....	94

CHAPITRE 3 : LA REDEVANCE D'USAGE à TITRE ONÉREUX DU.....100

DOMAINE PUBLIC HYDRAULIQUE

Section 1 : Les conditions d'utilisation de l'eau par l'opérateur.....	101
§1 : Les conditions juridiques	101
A-l'obligation de prévoir l'utilisation de l'eau dans le plan de développement....	101
B -l'octroi d'une autorisation de l'utilisation de l'eau.....	101
§2 : La condition technique	102

Section 2 : Les méthodes de l'utilisation de l'eau	103
§1 : La méthode d'injection d'eau dans les puits pétroliers.....	103
A- L'injection d'eau froide.....	104
B- L'injection d'eau chaude	104
§2 : La méthode d'injection d'eau dans l'exploration du gaz non	104
Conventionnel	
§ 3 : Les impacts environnementaux de la méthode de Fracturation hydraulique	105
Section 3 : Les modalités de calcul de la redevance.....	106
§1 : Le calcul selon la règle générale.....	107
§2 : Le calcul dérogatoire.....	108
Section 4 : Les modalités de recouvrement	110
§1 : Les obligations déclaratives des usagers et de l'agence ABH.....	110
§2 : Le contrôle des quantités utilisées	111
§3 : Le paiement de la redevance.....	112
TITRE II LES PRÉLÈVEMENTS À CARACTERE FISCAL... ..	115
CHAPITRE 1 : LA TAXE SUR LE REVENU PÉTROLIER.....	116
Section 1 : 1 Les modalités de calcul des acomptes mensuels.....	117
§ 1 : Le calcul des déductions	119
A Les conditions de déductions	119
B -La nature des investissements	120
C -Les modalités de calcul des déductions.....	121
§2 : Le calcul de taux de la taxe sur le revenu pétrolier.....	123
Section 2 : La liquidation annuelle de la taxe sur le revenu pétrolier.....	126
Section 3 : Le recouvrement de la taxe sur le revenu pétrolier	128
§1 : Le dossier de déclaration pour le paiement de L'acompte mensuel	129
§2 : Le dossier de déclaration pour la liquidation de la TRP annuelle	131
CHAPITRE 2 : L'IMPÔT COMPLÉMENTAIRE SUR LE RÉSULTAT	134
Section 1 : L'impôt complémentaire calculé au taux normal	135
§1 : La nature des immobilisations et leurs taux d'amortissements	135
§2 : Le calcul des charges déductibles.....	136
Section 2 : L'impôt complémentaire calculé au taux réduit	137
§1 : La faculté de consolidation des résultats	137

§2 : Les conditions d'application du taux réduit	139
A- La condition de fond	139
B – La condition de procédure	140
§3 : Les modalités de calcul de l'ICR suite à une consolidation Des résultats	141
Section 3 : Le recouvrement de l'impôt complémentaire sur le résultat.....	145
§1 : La structure de la Direction des Grandes Entreprises	140
A- Les personnes morales relevant de la DGE	140
B - L'organisation de la DGE.....	141
§2 : Les modalités de recouvrement.....	143
CHAPITRE 3 LA TAXE SUR LES PROFITS EXCEPTIONNELS	146
Section 1 : Le champ d'application de la TPE.....	146
Section 2 : Les modalités de calcul de la TPE	147
§ 1 : La diversification des taux de la TPE	148
§ 2 : La structure chargée de l'opération de calcul	151
§ 3 : Sur la régularité de la TPE	151
CHAPITRE 4 : LES DOITS DE CESSION ET DE TRANSFERT DES.....	154
DROITS ET/OU OBLIGATIONS	
Section 1 : Les conditions de validité de cession et de transfert des droits et.....	155
Obligations	
§1 : L'autorisation de l'agence ALNAFT.....	155
§2 : La décision du ministre chargé des hydrocarbures.....	156
Section2 : Les cas de cession et de transfert	157
§ 1 : La cession d'intérêts dans le contrat pétrolier	157
§2 : Le changement de contrôle	158
§3 : Le cas de fusion ou d'acquisition de sociétés	159
§ 4 : Le cas de fusion ou acquisition de société avant la déclaration.....	160
de commercialité de ou des gisements	
§ 5 : Cas de tout autre transfert.....	160
Section 3 : Les modalités de calcul et de liquidation des droits de transfert	160
§1 : Dans le cas de cession d'intérêts dans le contrat	160
§2 : Dans le cas de changement de contrôle	161
§3 : Dans le cas de fusion ou d'acquisition de société	161

§4 : Cas de fusion ou d'acquisition de société avant la	162
Déclaration de Commercialité de gisement	
§5 : Cas de tout autre transfert	162
CHAPITRE 5 : L'IMPÔT FONCIER	164
Section 1 : La base d'imposition	164
Section 2 : Les modalités de calcul de l'impôt foncier	165
TITRE III	
LES PRÉLÈVEMENTS À CARACTERE ENVIRONNEMENTAL	167
CHAPITRE 1 : LA TAXE SUR LE TORCHAGE DU GAZ	168
Section 1 : Le cadre juridique imposant la taxe sur le torchage	169
§1 : La définition de torchage	169
§2 : L'outil juridique de la réduction des gaz torchés	170
A- La définition de la norme d'application volontaire	171
B- Les objectifs de cette norme	171
Section2 : Le champ d'application de la taxe de torchage	172
§1 : Les opérations imposables	172
A- Dans la période de recherche	172
B- Dans la période d'exploitation	172
§ 2 : Les personnes imposables	173
§ 3 : Les conditions de torchage	174
A- L'autorisation de l'agence ALNAFT	174
B- Le contrôle a posteriori de l'agence ALNAFT	175
Section 3 : Les modalités de calcul de la taxe sur le torchage	175
§1 : Les informations générales	175
§ 2 : Les informations spécifiques	176
A – L'indexation du tarife de base	176
B – La notification du tarif de base	176
C – L'indexation spécifique à l'opération de torchage	177
D – Actualisation du tarif de base	178
E – les volumes de gaz torchés	178
F – Les dates de début et de fin de l'opération de torchage	178
§ 3 : La détermination du montant de la taxe	178

Section 4 : Les modalités de recouvrement de la taxe sur le torchage	179
§ 1 : Le dossier de déclaration de paiement	179
§ 2 : Le reporting à l'agence ALANFT	180

CHAPITRE 2

LES DROITS D'UTILISATION, DE CESSION, OU DE TRANSFERT

DES QUOTAS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE.....181

Section 1 : Le cadre juridique des marchés de quotas.....	182
§1 : Le marché de quotas	182
§2 : Le protocole de Kyoto.....	183
§3 : L'instrument juridique efficient pour l'échange des émissions	184
A- Le mécanisme de développement propre	184
B- Les conditions de participation	185
1-Le critère d'additionnalité	185
2-Le critère d'un développement durable.....	186
3-le critère des émissions évitées	186
§4 : Les raisons d'opter pour un marché international Dans La législation.....	186
Algérienne	
Section 2 : La fiscalité des quotas d'émission de gaz à effet de serre	187
§ 1 : La nature juridique des quotas d'émission de gaz à effet de Serre	188
§ 2 : Les diverses qualification juridiques des quotas d'émission de GES.....	189
§3 : Le traitement comptable des quotas	190
§4 : Le traitement fiscal des quotas	192
A- Le principe de fiscalité de quotas	192
B - Le traitement fiscal des quotas.....	193

CHAPITRE 3

LES AVANTAGES FISCAUX DANS LES ACTIVITES AMONT.....194

PÉTROLIER

Section 1 : Les personnes bénéficiaires	196
Section 2 : Les conditions d'octroi	196
§ 1 : L'admission en franchise	197
§ 2 : L'admission au taux réduit	197
§ 3 : L'admission temporaire.....	198

CONCLUSION GÉNÉRALE199
BIBLIOGRAPHIE207

Résumé

Ce qui caractérise la fiscalité pétrolière par rapport à la fiscalité de droit commun est tout d'abord les principes qui la régissent, dans son mode de calcul, ses personnes imposables et enfin ses modalités de recouvrement, cette fiscalité à un lien direct avec les contrats pétroliers et les dispositions de régulation de l'activité amont. En effet, le passage du régime de la concession au partage de production jusqu'à l'association en participation a aboutit à la conception d'un nouveau régime fiscal diversifié prévu par la loi 05/07 relative aux hydrocarbures, certains de ces prélèvements ont le caractère domanial; telles que la taxe superficielle, la redevance sur la production, d'autres sont purement fiscal; tels que la taxe sur le revenu pétrolier et l'impôt complémentaire sur le résultat, pour lutter contre les effets de la pollution, il est prévu des prélèvements à caractère environnemental telles que; la taxe sur le torchage et les droits de cession des quotas d'émission de gaz à effet de serre.

Mots clés :

Fiscalité; Pétrole; Caractéristiques; Contrats; Amont; Domanial; Environnemental; Droit; Régulation; Algérien.