

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Supérieure de Commerce

Mémoire de fin de cycle en vue de l'obtention d'un diplôme de Master en Sciences
financières et comptabilité

Spécialité : Finance et comptabilité

Thème :

**L'impact du changement de la réglementation fiscale
pétrolière sur l'attractivité de nouveaux investisseurs
étrangers**

Cas : SONATRACH

Elaboré par :

SEKKAL Imane

Encadré par :

**Pr. MOKRANI Abdelkrim à
l'Ecole Supérieure de Commerce**

Lieu du stage : Direction générale SONATARCH (Hydra)

Période de stage : du 20/03/2018 au 03/05/2018

Année universitaire : 2017/2018

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

A MES CHERS PARENTS

Aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, mon amour éternel et ma considération pour les sacrifices que vous avez consenti

Pour mon instruction et mon bien être.

*Je vous remercie pour tout le soutien et l'amour que vous me portez
Depuis mon enfance et j'espère que votre bénédiction m'accompagne toujours.*

*Que modeste travail soit l'exaucement de vos vœux tant formulés, le
Fruit de vos innombrables sacrifices, bien que je ne vous en acquitterai jamais
assez*

*Puisse Dieu, le très haut, vous accorder santé, bonheur et longue vie faire sorte
que jamais je ne vous déçoive.*

A MES CHERS ET ADORABLES SŒURS

*Ikhlal, la prunelle de mes yeux, Aya, la douce au cœur, si grand, Ines
l'aimable.*

*En témoignage de mon affection fraternelle, de ma profonde tendresse et
reconnaissance je vous souhaite une vie pleine de bonheur et de
Succès et que Dieu, le tout puissant, vous protège et vous garde.*

Aux personnes

*Qui m'ont toujours aidé et encouragé, qui étaient toujours à
Mes coté, et qui m'ont accompagnaient durant mon chemin d'étude supérieurs,
Mes aimables amies, collègues d'étude.*

Imane

Remerciement

Tout d'abord, je remercie le Dieu, mon créateur de m'avoir donné les forces,

La volonté, le courage afin d'accomplir ce travail modeste.

*Ce travail ne serait pas aussi riche et n'aurait pas pu avoir Le jour sans l'aide et l'encadrement de **Mr MOKRANI ABD AL KRIME**, Je le remercie pour la qualité de son encadrement exceptionnel, pour sa patience, sa rigueur et sa disponibilité durant ma préparation de ce mémoire.*

*Mes remerciements s'adressent à **Mr TAKOUAT SAMIR** pour son aide pratique et son soutien moral et ses encouragements.*

Mes remerciements s'adressent également à tous mes professeurs pour leur générosité et la grande patience dont ils ont su faire preuve malgré leur charge académiques et professionnelles.

À la fin de ce travail Je tiens également à remercier messieurs les membres de jury pour l'honneur qu'ils m'ont fait en acceptant de siéger à ma soutenance.

Imane

Liste des graphes

N°	Intitulé	Page
01	Les cours de pétrole en dollar	21
02	La représentation graphique de l'évolution des recettes de la fiscalité pétrolière	21
03	le nombre de contrat d'association avec le partenaire	103
04	Nombre de découvertes par Sonatrach / association 1986-2004	104

Liste des tableaux

N°	Intitulé	Page
1	L'évolution du budget générale de l'Etat de 2015 à 2018	16
2	Taux de couverture de la fiscalité pétrolière des dépenses de fonctionnements et d'équipements	17
3	Prix du panier du pétrole brut	21
4	L'évolution des recettes de la fiscalité pétrolière en millions de Dinars	22
5	les taux fixes de la TRP	
6	Les taux appliqués pour le calcul de la TRP selon la loi 13- 01	65
7	la destination du pétrole	88
8	La valeur de la production selon la destination	88
9	la tarification de transport	88
10	calcul la base de la redevance	89
11	conversion la quantité en Bep/jour	89
12	Répartition de la base redevance sur les paliers	90
13	Répartition de la base redevance sur les Zones et calcul de la redevance	90
14	calcul de la redevance	90
15	Tableau récapitulatif	90
16	la destination du pétrole	91
17	la valeur de la production selon la destination	91
18	La tarification du transport	91
19	Calcule de la redevance	92
20	Calcul de l'impôt sur le résultat ICR	93
21	Calcul de l'impôt sur le résultat	93
22	Tranche d'investissement de recherche et de développement	94
23	Tranche d'investissement de récupération assisté	95
24	Calcul de la provision pour abandon	95

25	Calcul d'achat du gaz	96
26	Calcul la base de la TRP	97
27	Les données relatives au calcul de la taxe superficiare	98
28	Participation du partenaire au financement	98
29	Taux de profit et la limite annuelle	99
30	échancier de remboursement des investissements	99
31	La valeur de la production et les dépenses d'exploitation et d'évacuation au port en dinars et en dollars	99
32	taux de change et le prix moyen annuel	100
33	tranche d'investissement de recherche et de développements	100
34	Tranche d'investissement en volume	100
35	Calcul total cost oil	100
36	Calcul profit oil	101
37	calcul de l'impôt sur la rémunération	101
38	représente l'ensemble des impôts selon la loi 05/07	102
39	représente l'ensemble des impôts selon la loi 86/14 le cas de SH	102
40	Représente l'ensemble des impôts payés par SONATRACH dans le cas d'association avec le partenaire étranger	103
41	Représente l'ensemble des impôts supportés par le partenaire étranger	104
42	Représente l'ensemble des impôts à payer par SONATRACH selon la loi 86-14 dans le cas d'association avec le partenaire.	104
43	Représente l'ensemble des impôts à pays par Sonatrach selon la loi 86/14	105
44	Représente l'ensemble des impôts à pays par le partenaire selon la loi 86/14	105

Liste des abréviations

ALNAFT	Agence Nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures
ARH	Autorité de Régulation des Hydrocarbures
ASCOOP	Association Coopérative
BEP	baril équivalent pétrole
DN	Dinar Algérien
GNL	Gaz Naturel Liquéfié
GPL	Gaz de Pétrole Liquéfié
IBS	Impôts sur le Bénéfice des Sociétés
ICR	Impôt Complémentaire sur le Revenu
IDP	Impôt Direct Pétrolier (Impôt sur le Résultat)
SONATRACH	Société Nationale de Transport et de Commercialisation des Hydrocarbures
TAP	Taxe sur l'Activité Professionnelle
TEP	Tonnes Equivalent Pétrole
TPE	Taxe sur les Profits Exceptionnels
TRP	Taxe sur le Revenu Pétrolier
TTO	Taxe de Torchage
TTR	Taxe de Transfert
TUE	Taxe d'Utilisation d'Eau
TVA	Taxe sur la Valeur Ajoutée

VA	Valeur Ajoutée
\$/B	Dollar le Baril

Liste des figures

N°	Intitulé	Page
01	Organigramme de Sonatarch	

Résumé

Le régime fiscal pétrolier a connu des évolutions tout au long de l'exploitation des hydrocarbures. En effet, ce régime est défini par la loi spécifique : loi sur les hydrocarbures. De nouvelles dispositions ont été prises pour relancer les investissements dans le sillage de la crise économique mondiale de 1986. La loi n° 86- 14 avait pour objectif l'insertion de l'industrie pétrolière et gazière dans l'économie internationale et la réalisation d'une croissance économique stable et durable.

Un amendement significatif a été adopté en 1991 (loi n° 91-21) en offrant aux compagnies étrangères la possibilité de prendre part aux découvertes de gaz. Suite aux impératifs du développement et les défis de la mondialisation, l'Algérie a entamé une nouvelle ère politico-économique ; où elle s'est promis d'entrer efficacement dans l'économie de marché avec l'adoption de la loi 05-07 sur les hydrocarbures qui est amendée en 2006. Les réformes relatives au secteur des hydrocarbures introduites par la nouvelle loi 13-01 consistent d'une part à garantir un système fiscal attractif et incitatif pour les investisseurs, notamment étrangers, d'autre part à maximiser la part de la rente de l'Etat à travers l'augmentation de la matière imposable induite par l'accroissement de la production. L'accroissement soutenu de la production favorise la croissance économique dans un pays donné. La croissance économique, qui est un élément reflétant le bon fonctionnement d'une économie donnée, est impactée par la fiscalité pétrolière en plus d'autres variables telles que les prix du pétrole.

The summary

The oil tax mode knew evolutions throughout the exploitation of hydrocarbons. Indeed, this mode is defined by the specific law : law on hydrocarbons.

New provisions were taken to start again the investments in the wake of the world economic crisis of 1986. The law n° 86 - 14 aimed at the insertion of oil industry and gas in the international economy and the realization of a stable and durable economic growth.

A significant amendment was adopted in 1991 (law n° 91-21) by making it possible to the alien companies to take share with discovered gases.

Following the requirements of the development and the challenges of universalization, Algeria started a new politico-economic era; where she promised herself to enter effectively the market economy with the adoption of the law 05-07 on the hydrocarbon which is amended in 2006. The reforms relating to the sector of hydrocarbons introduced by new law 13-01 consist in on the one hand guaranteeing a gravitational and inciting tax system for the investors, in particular foreign, on the other hand to maximize the share of the revenue of the State through the increase in the taxable product induced by the increase in production. The increase constant in production supports the economic growth in a given country. The economic growth, which is an element reflecting the good performance of a given economy, is impacted by the oil taxation in addition to other variables such as the oil prices.

Sommaire

Dédicace

Remerciement

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des abréviations

Résumé

summary

INTRODUCTION GENERALE	A
CHAPITRE I : cadre général des activités des hydrocarbures.....	1
Section01 : Aperçu sur l'industrie des hydrocarbures	2
Section02 : Le cadre juridique et contractuel des activités des hydrocarbures	24
CHAPITRE II :Le régime fiscal dans le domaine des hydrocarbures	40
Section 01 : régime fiscal des activités des hydrocarbures	41
Section 02 : Analyse de la loi 86/14 de 1986 et la loi 05/07 de 2005.....	66
CHAPITRE III : L'Etude de cas Sonatrach	74
Section 01 : Présentation de l'organisme d'accueil SONATRACH	75
Section 02 : L'Analyse du poids de la fiscalité pétrolière selon les deux lois 86-14 et.....	82
05-07	82
CONCLUSION GENERALE	105

**INTRODUCTION
GENERALE**

De nos jours, le pétrole est devenu la première source d'énergie dans le monde. C'est une matière importante à l'échelle de l'industrie mondiale et un élément vital pour le fonctionnement des économies, tant par sa fonction énergétique dans un grand nombre d'activités, ou d'impôt, pour le budget d'Etat, que par les montants qu'il représente dans le commerce international. Il existe en quantité physiquement limitée non renouvelable et de façon géographiquement très concentrée, alors même qu'il joue un rôle capital dans la croissance économique.

Après l'indépendance et avec l'adhésion de l'Algérie à l'OPEP en juillet 1969, Le pays a obtenu un soutien important pour définir et mettre en œuvre une stratégie cohérente et volontariste de récupération et de valorisation de ses ressources naturelles de pétrole et de gaz, et ce à travers la nationalisation de 1971, à l'effet d'en faire l'élément moteur et l'instrument privilégié pour son développement économique et social.

C'est ainsi que s'est élargie la souveraineté fiscale du pays avec l'instauration d'un système de taxation du revenu pétrolier différent de celui hérité de l'époque coloniale.

Néanmoins, si les moyens financiers procurés par les hydrocarbures ont permis des réalisations importantes dans tous les domaines, la dépendance par rapport à cette ressource s'est progressivement accentuée. Autrement dit, L'économie algérienne est toujours surdéterminée par la dépendance vis-à-vis des hydrocarbures (gaz et pétrole). En effet, dans cette économie, certains paramètres importants sont à prendre en considération, liés à la nature non renouvelable des ressources, à l'imprévisibilité et à la variabilité des recettes pétrolières.

Cependant, sous la pression de la conjoncture internationale marquée par la chute des prix de pétrole en 1986, le pays fut contraint de remettre en cause le système d'exploitation des hydrocarbures par la promulgation de la loi 86-14 du 19 août 1986 qui a consacré, pour la première fois, le principe d'ouverture du secteur des hydrocarbures aux investissements étrangers. Cette première réforme a été poursuivie en 1991 par l'extension de la notion de partenariat dans le gaz, avec des ajustements, perceptibles au niveau du régime fiscal pour le rendre plus incitatif.

En effet, Le secteur des hydrocarbures a connu des évolutions importantes depuis l'adoption de la loi n°86- 14 du 19 août 1986. Cette loi avait pour objectif l'insertion de l'industrie pétrolière et gazière dans l'économie internationale et la réalisation d'une croissance économique stable et durable. Cette loi est amendée par la loi n° 91 – 21 du 4 décembre 1991. Elle visait l'octroi de plus de facilitations et d'avantages aux sociétés pétrolières internationales

pour le partenariat et l'investissement, notamment étranger dans le secteur des hydrocarbures.

Les objectifs recherchés par l'Etat algérien tels qu'énoncés par la loi 05-07 du 2005 sur les hydrocarbures consistent d'une part à garantir un système fiscal attractif et incitatif pour les investisseurs, notamment étrangers. D'autre part, à maintenir au moins le même niveau de ressources fiscales au profit de l'Etat dans un premier temps et espérer, en second lieu, une amélioration à travers l'augmentation de la matière imposable induite par l'accroissement de la production.

La loi 05-07 de 2005 sur les hydrocarbures a institué un nouveau régime juridique pour les activités du secteur, que ce soit en amont ou en aval et par la même occasion à réformer profondément la fiscalité applicable.

A cet effet, notre problématique s'articule sur une question principale :

Quel est l'impact du changement de la réglementation de la fiscalité pétrolière sur les investisseurs étrangers ?

Cette question nous conduit à poser un certain nombre de questions secondaires :

1. Quelles sont les activités soumises à la fiscalité pétrolière en Algérie ? et quel est le cadre juridique qui régit cette activité ?
2. Quelle est la particularité du régime fiscal applicable aux activités des hydrocarbures et quelles sont les réformes apportées par la loi 05-07 de 2005 des hydrocarbures ?
3. Quelle est l'impact de la loi 05-07 de 2005 sur l'investissement direct étranger ?

Les hypothèses

A cet effet, nous avons émis les hypothèses de recherche suivantes :

1. Les activités de prospection, de recherche et d'exploitation sont soumises au régime fiscal et juridique spécifique du secteur pétrolier.
2. Le régime fiscal pétrolier est caractérisé par un poids important par rapport à la loi 86-14 de 1986.
3. La loi 05-07 de 2005 constitue un moteur dynamique qui améliore l'attractivité dans le secteur pétrolier.

Importance

L'importance des hydrocarbures pour l'Algérie et de la fiscalité pétrolière nous a poussé à faire ce travail de recherche, afin d'essayer d'évaluer l'impact des mutations qu'a subi ce secteur en matière de taxation durant différentes étapes caractérisées par la modification de la loi des hydrocarbures et leurs impacts sur l'attractivité du secteur pour les compagnies étrangères.

S'ajoutant à l'importance évoquée précédemment, la conjoncture actuelle du marché pétrolier international, caractérisé par la baisse des prix du pétrole et l'arrivée des nouveaux producteurs dans le marché, nous poussent à étudier la question de la fiscalité pétrolière tout en essayant de recenser les insuffisances ou les points à améliorer afin d'avoir un outil qui permet au pétrole algérien d'être plus attractif sur le marché.

Motif du choix de thème

Nous ne faisons pas ce travail pour seulement l'obtention du diplôme mais pour qu'il soit un miroir pour les autres chercheurs qui viendront après nous, nous voulons qu'ils trouvent une documentation fiable, nécessaire et utile qui les aidera à parachever leurs investigations, nous ne voulons pas qu'ils commencent dans le vide. Que ce document soit un modèle pour eux. C'est pour nous un plaisir de traiter un sujet du domaine de la fiscalité pétrolière, car nous estimons que les recherches sur le sujet contribueront à améliorer notre expérience en milieu professionnelle

La méthodologie de la recherche

Pour réaliser les objectifs de notre étude, nous avons utilisé l'approche descriptive et analytique.

Les outils de la recherche

Afin d'arriver à une bonne analyse de notre recherche, à la fois du côté théorique et pratique, nous avons consulté des ouvrages, des articles et des documents officiels qui ont une relation directe ou indirecte avec notre travail afin de mieux comprendre notre recherche et bénéficier des études précédentes.

La démarche suivie

Pour nous permettre de répondre à la problématique principale et les questions secondaires nous avons choisi de développer notre thème de recherche en trois chapitres comme suit :

Le premier chapitre est consacré au Cadre Général des activités des hydrocarbures qui s'articule autour de deux (2) sections.

Dans lequel la première section nous abordera l'Aperçu sur l'industrie des hydrocarbures et la seconde section est dédiée au cadre juridique et contractuel des activités des hydrocarbures

Ensuite, Le deuxième chapitre est assigné au régime fiscal algérien dans le domaine des hydrocarbures.

Dans sa première section abordera le régime fiscal des activités des hydrocarbures, la deuxième section traitera l'analyse de la loi 86-14 de 1986 et la loi 05-07 de 2005.

Et enfin le troisième chapitre nous présentons l'illustration pratique de l'impact du changement de la réglementation de la fiscalité pétrolière sur les investisseurs étrangers, La première section concerne la présentation de l'entreprise d'accueil SONATRACH, la deuxième section présentera le calcul des différents impôts payés dans le cadre des activités des hydrocarbures par la SONATRACH et le partenaire étranger ainsi que l'impact de la loi 05-07 sur les investisseurs étrangers.

CHAPITRE I :
CADRE GENERAL DES ACTIVITES
DES HYDROCARBURES

INTRODUCTION

Le pétrole est le moteur du développement et de la croissance de divers pays, qu'ils soient développés ou en voie de développement. Il est une source énergétique nécessaire pour la majorité des industries mondiales.

Il n'y a pas d'économie sans énergie : de tout temps l'homme a utilisé l'énergie. Ce qui fait que le pétrole et le gaz constituent les éléments fondamentaux dans le processus de production.

Cependant, ce que l'on cherche, à travers ce chapitre, c'est de présenter l'importance de ces ressources naturelles qui sont rares, à travers une exposition de ces dernières ainsi que le régime juridique des activités des hydrocarbures.

Ceci explique l'organisation de ce chapitre en deux sections : dans la première section, on exposera aperçu sur l'industrie des hydrocarbures. Quant à la seconde section, elle sera consacrée à étudier le régime juridique des activités des hydrocarbures.

Section01 : Aperçu sur l'industrie des hydrocarbures

Energie fossile, le pétrole présent dans la nature depuis toujours (le plus ancien gisement connu remonte à plus de 500 millions d'années)¹ mais personne ne se doutait, jusqu'en 1859, qu'il deviendra une source d'énergie capable d'engendrer une révolution industrielle et de faire entrer l'humanité dans les temps modernes.

Comparé aux autres sources d'énergie utilisée par l'Homme avant sa découverte, c'est une source à rendement énergétique très élevé : elle offre une quantité d'énergie beaucoup plus pour un faible volume ; c'est une source facile à pomper, à stocker, à transporter et à utiliser. Ces qualités lui ont permis de détrôner toutes les autres énergies dans tous les domaines d'utilisation, elle couvre aujourd'hui entre 50% et 80% des besoins mondiaux².

Bien que le rôle historique du pétrole ait changé au fil des décennies, sa place dans la seine énergétique mondiale reste intacte. Il est la raison directe ou indirecte de nombreux conflits à travers le monde et la connaissance de sa géopolitique reste une nécessité.

¹ CHAVANNE , Xavier : *LES THÉORIES SUR L'ORIGINE DU PÉTROLE*, Laboratoire Environnement et Développement, Université. D. Diderot, Paris, mai 2006, P.40.

² ATTOU , Rabah : *Extrait du cours économie pétrolière*, INHC, 2004.

1. Présentation des hydrocarbures

1.1. Le pétrole ¹

Le pétrole, du latin *petra* et *oleum*, soit « huile de pierre » est une huile minérale naturelle utilisée comme source d'énergie. Il est issu d'un mélange variable d'hydrocarbures (molécules composées d'atomes de carbone et d'hydrogène) associé à d'autres atomes, principalement de soufre, d'azote et d'oxygène. Certains de ses composants peuvent être gazeux, liquides et parfois solides selon la température et la pression. Cela explique la consistance variable du pétrole, plus ou moins visqueuse ou liquide.

Sa constitution est issue de la géologie sédimentaire d'un lieu et plus spécifiquement de la succession de trois phases :

- **la phase d'accumulation de matière organique** dans les profondeurs lors de la sédimentation. Cette matière est essentiellement d'origine végétale ;
- **la phase de maturation en hydrocarbures** : moment où la matière se transforme avec l'augmentation de la pression et de la température. Elle est d'abord transformée en kérogène. A haute température, le kérogène subit une décomposition thermique, appelée pyrolyse, qui expulse les hydrocarbures. Plus le sédiment est profond et chaud, plus la part de gaz (hydrocarbures légers) est importante ;
- **la phase de migration et piégeage** : sous la pression croissante, une partie des hydrocarbures migre vers la surface de la terre, où elle s'oxyde ou subit une biodégradation. L'autre partie migre jusqu'à rester piégée dans une roche poreuse et perméable, source d'un futur gisement de pétrole, si le piège est fermé.

On distingue deux types de pétrole, l'un est dit conventionnel, l'autre non conventionnel.

Le caractère « non-conventionnel » ne distingue pas le processus de formation du pétrole, mais la composition de la roche dans laquelle il se trouve et par là, les techniques employées pour son extraction. Il en est de même pour le gaz.²

- Dans le cas du **pétrole conventionnel**, les hydrocarbures formés au niveau de la roche-mère migrent vers une roche poreuse et perméable (appelée réservoir). Ils s'y accumulent et forment des gisements dont l'exploitation se fait par simple forage.

¹ <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/petrole>. (Consulter le 1/03/2018 à 21h)

² <https://www.connaissancedesenergies.org/quelle-est-la-difference-entre-petrole-conventionnel-et-petrole-non-conventionnel>, (consulter le 01/03/2018 à 21h20)

- Pour le **pétrole non-conventionnel**, les hydrocarbures restent dispersés dans les couches peu poreuses et peu perméables du bassin sédimentaire. Ils peuvent même être piégés dans la roche-mère (schistes bitumeux et pétroles de schiste). Dans d'autres cas (sables bitumeux et pétroles lourds), les caractéristiques physiques du pétrole, très visqueux voire solide, ne permettent pas une exploitation classique. Les techniques d'extraction du pétrole non conventionnel s'avèrent plus complexes, en ayant recours notamment à la fracturation hydraulique.

1.2. Le gaz naturel

Mélange d'hydrocarbures saturés gazeux que l'on trouve dans des gisements souterrains, seul ou associé au pétrole brut. Le gaz naturel contient surtout du méthane (70% à 95 % du volume total). Il sert comme combustible et comme matière première pour la pétrochimie. Avant d'être utilisé, il est débarrassé des hydrocarbures lourds et d'autres composants (sulfure d'hydrogène, dioxyde de carbone, azote, hélium ou vapeur d'eau).¹

2. La chaîne des activités pétrolières

Pour que le pétrole et le gaz soient utilisés sous forme d'un produit fini tel que connu par les consommateurs (essence, gasoil, kérosène,...) ils doivent subir un ensemble de traitement et passent par une chaîne d'opération permettant de l'extraire du sous-sol et le transformer en produit utile, à acheminer vers les utilisateurs.

Cette chaîne d'opération se subdivise en deux familles à savoir : celles de l'amont et celle de l'aval pétrolier.

2.1. Les activités de L'amont pétrolier

L'amont pétrolier regroupe l'ensemble des opérations de recherche et d'exploitation des hydrocarbures.

Ce segment de marché qui intéresse les opérateurs pétroliers et gaziers internationaux sera plus ouvert à la compétition avec une plus grande transparence et sécurité juridique. Cela est dû au fait qu'il sera régulé par loi sur les hydrocarbures.²

¹http://www.larousse.fr/encyclopedie/divers/gaz_naturel/187263 , (consulter le 01/03/2018 à 21h26).

² KPMG, *Algérie guide des hydrocarbures*, 2007.

2.1.1. Les activités de prospections/recherche :

La prospection ou l'exploration est la première étape de la recherche des gisements. Consiste à mieux localiser les endroits du sous-sol contenant le pétrole et de piéger cette source énergétique dans des réservoirs.

On entend par la prospection les travaux de détection d'indices d'existence d'hydrocarbures, notamment par l'utilisation des méthodes géologique et géophysiques, y compris les forages stratigraphiques.

D'après cette définition, l'exploration du pétrole consiste à étudier la géologie pétrolière dans ses deux branches : la géologie et la géophysique

➤ **La géologie** : qui consiste à observer et à rechercher des signes de la présence du pétrole.

Cette première étape permet d'identifier les zones potentiellement pétrolières, et qui sera assuré par des géologues. Dès que ces derniers repèrent une zone exploitable de pétrole ils procéderont à la configuration du sous-sol et des différentes roches présentes à travers l'établissement d'une carte géologique du sous-sol et des différentes roches présentes à travers l'établissement d'une carte du sous-sol.

➤ **La géophysique** : est la science de la recherche de la structure sous terrains par des méthodes physiques, c'est en quelque sorte, un examen radiographique de l'écorce.

En d'autre terme, c'est une étude détaillée de la structure géologique. Elle est assurée par les géophysiciens dans le but de faire des études d'imagerie du sous-sol afin d'assurer que la structure du sous-sol est favorable. Parmi les techniques utilisables les plus importantes :

- La sismique-réflexion : c'est une sorte d'échographie du sous-sol qui tend à localiser plus efficacement de nouveaux gisements de pétrole ;
- La gravimétrie : ou ce qu'on appelle la variation du champ magnétique, permet de déterminer la géométrie de sous-sol et en particulier de modéliser des couches.

➤ **Les activités de forage**

Le forage est l'ensemble des technique permettent de creuser jusqu'aux profondeurs nécessaires pour découvrir et exploiter un gisement pétrolier.

Donc, le seul moyen de prouver l'existence d'une manière absolue est le forage d'exploitation, c'est lui qui confirmera ou infirmera, les conclusions des géologues. Si

l'existence d'une accumulation d'hydrocarbure est confirmé, on parle alors de découverte, mais il faudra effectuer des forages supplémentaires pour évaluer l'étendue du champ déterminer approximativement les quantités de pétrole ou de gaz qu'il renferme, ce qui permet de savoir si le réservoir peut être commercialement exploitable (économiquement rentable).

2.1.2. Les activités de L'exploitation

L'exploitation regroupe les travaux permettant l'extraction et le traitement des hydrocarbures, pour les rendre conforme aux spécifications du transport par canalisation et de commercialisation.

En d'autre terme l'exploitation c'est développer et produire.

➤ Les activités de développement

Elles consistent à mettre en place l'ensemble des installations permettant la production. Il s'agit du forage de production, réseaux de collecte, installation de stockage et de traitement.

Ainsi, développer c'est également évaluer, avant de commencer la production. Pour décider si on fera l'exploitation ou non. Trois (3) points essentiels doivent être mis en place :

- Elaboration d'un récapitulatif des données techniques essentiels d'évaluer la durée de vie du gisement ;
- Elaboration d'un projet d'implantation des différentes structures de production à travers la détermination du nombre de forages nécessaires à la production ainsi que leur localisation ;
- Mettre en place un profil de production correspondant à une simulation de la production entière du début à la fin de vie de gisement.

➤ Les activités de production

Il s'agit de la technique permettant de faire remonter les hydrocarbures des profondeurs vers la surface. il s'agit de la récupération de brut, collecte et l'envoi vers les canalisations de transport ¹.

¹Pascal Idever ,Ouedraogo :*Extrait de cours de fiscalité*, Institut Africain de Management ,BURKINA FASO, Janvier 2009.

Le but de la production est de faire extraire plus d'hydrocarbures du gisement et de ramener à la surface de traitement et d'exploitation. Pour avoir un rendement satisfaisant il est utilisé plusieurs forages couvrant la zone où se situe le gisement.

La production se fait en deux étapes :

- La récupération primaire : le pétrole jaillit naturellement de la roche réservoir sous l'effet de la pression. en d'autre terme, le pétrole situant entre le gaz et l'eau et naturellement emprisonné dans la roche réservoir et remonte à la surface dès que la pression est suffisante.
- La récupération secondaire : dès la diminution de la pression, la vitesse de remontée devient trop faible, de ce fait il est nécessaire d'utiliser des procédé technologique afin d'augmenter la pression au fond du puits. A travers l'intervention humaine.

2.2. Les activités de L'aval pétrolier

L'aval pétrolier est le regroupement des opérations de transport par canalisation, de raffinage, de transformation, de commercialisation, de stockage et de distribution. Les activités de cette branche du secteur des hydrocarbures étaient prises en charge en position de quasi-monopole par trois filiales du groupe SONATRACH :

- Naphtes pour ce qui est de l'activité raffinage ;
- ENPI pour l'activité pétrochimique et gazochimique ;
- Naftal pour ce qui est du transport, du stockage et de la distribution des produits pétroliers et du GPL.¹

2.2.1. Transport des hydrocarbures par canalisation

Les gisements se trouvent généralement à des milliers de kilomètres des lieux de l'utilisation des hydrocarbures ou des produits pétroliers. Leur acheminement nécessite l'utilisation des moyens particuliers pour répondre à ses spécificités. Il se fait donc par voie terrestre à l'aide de pipe-line ou par voie marine.

Le transport du pétrole brut se fait principalement par voie marine à l'aide des pétroliers. En 1980 ce moyen d'acheminement a fait transporter plus de 310 millions de tonne du brut arabe léger². Les oléoducs sont des conduites faites d'acier à haute résistance pouvant atteindre un diamètre de un mètre et traversent des milliers de kilomètres.

¹ KPMG, *Algérie guide des hydrocarbures*, 2007.

² SEBASTIEN, Jean Lalumière et Richard ,Alexis : *Le pétrole l'or noir du XX^{ème} siècle*, B.A, UQÀM 2002.p.

Le transport des hydrocarbures par canalisation se fait par :

➤ **Le transport terrestre**¹

Pour le transport des hydrocarbures liquides par canalisations, le pétrole brut ou les condensats qui sont des produits dits incompressibles, il est nécessaire de les pousser en exerçant une force par le biais des stations de pompage. Ce genre d'ouvrage est appelé oléoduc.

Cependant, pour le gaz qui est produit compressible, il sera nécessaire de le ré comprimé au moyen de stations de compression installées le long de ce que l'on appelle alors un gazoduc.

➤ **Le transport maritime**

Le transport maritime du pétrole et des produits pétrolier nécessite des navires spéciaux appelés tankers ou pétrolier. Près de la moitié du pétrole brut produit aujourd'hui dans le monde est acheminée par voie maritime².

En ce qui concerne, le transport du gaz naturel vers le lieu de consommation, il peut s'effectuer, soit par gazoducs tout comme les oléoducs et ces canalisations peuvent être sous-marines ; soit par méthanier. Mais pour pouvoir transporter le gaz par navires, il faut au préalable le liquéfier afin de réduire son volume.

2.2.2. Raffinage et transformation

Le raffinage est l'ensemble d'opération qui permet de séparer le pétrole en produits liquide ou gazeux destinés à être utilisés directement. En d'autres termes, c'est un procédé industriel, effectué dans des raffineries, permettant la transformation du pétrole brut inutilisable en produits finaux exploitables directement.

2.2.3. Stockage et distribution

La distribution des produits pétroliers et du gaz est toute activité de vente en gros ou en détail. Les produits pétroliers sont acheminés vers les lieux de consommation par divers moyens de transport, qui peuvent être des oléoducs, des trains, des bateaux ou des camions citernes.

La commercialisation des produits pétroliers et du gaz n'est pas régulière. Un stockage est donc indispensable pour ajuster l'offre et la demande.

Le pétrole brut qui arrive à destination des raffineries n'est pas toujours immédiatement utilisé. De plus les pays développés (consommateurs) se sont rendu compte depuis longtemps

¹ FAVENNEC.J.P : *exploitation et gestion de la raffinerie*, édition technip, Paris ,1998,p.560

² Ibid., p.418.

de l'importance stratégique du pétrole. Ils se sont engagés à constituer des stocks obligatoires de brut et des produits pétroliers.

2.2.4. La commercialisation

Les transactions commerciales peuvent être faites de deux façons : au comptant sur les marches SPOT ou par le biais des contrats sur les marches à termes.

➤ Le marché SPOT

C'est le marché libre, lieu d'échange au jour le jour du pétrole, il concerne les livraisons effectuées au comptant. Le pétrole n'est pas physiquement présent sur le marché SPOT. Il s'agit seulement d'une mise en contact entre le vendeur et l'acheteur.¹

Les principaux opérateurs sur ce marché SPOT sont les compagnies productrices privées et publiques (du côté vendeur), les raffineurs (du côté acheteur) et les négociants ou « traders » (des deux côtés).

Les principaux marchés SPOT du pétrole brut se situent en Europe (Londres) avec pour brut de référence le Brent, aux Etats-Unis (New York) avec West Texas International comme pétrole de référence et en Asie (Singapour) avec le Dubaï comme référence².

En résumé, la confrontation entre l'offre et la demande sur ce marché libre fixe le prix SPOT.

➤ Le marché à terme

Les marchés à terme sont des marchés financiers dont le but est de pratiquer des opérations de couverture et de spéculation mais dans la finalité n'est pas de procéder à des livraisons physique.³

Le contrat à terme est une promesse de vente par laquelle le vendeur s'engage à livrer la marchandise (le pétrole brut ou produits raffinés) à une date donnée, le prix ayant été fixé lors de la signature du contrat⁴.

Ce type de marché c'est développé principalement depuis 1985 suite à l'instabilité des prix. C'est un marché complémentaire au marché spot.

¹ DUROUSSET.A : *le marché du pétrole*, ELLIPSES, Paris, 1999, p.56

² FAVENNEC.J.P : *Op.cit*, p.28.

³ BILET, Jerome.P : *marché à terme et gestion de l'économie pétrolière*, Economica, Paris, P.23

⁴ DUROUSSET.A : *Op. cit*, p.28.

Les fonctions d'un marché à terme sont : ¹

- La protection contre le risque de prix ;
- Amélioration de gestion des stocks ;
- Régulation des produits physiques ;
- Organes d'information.

Les contrats à terme sont négociés dans les bourses des matières première, en particulier à New-York : le Nynex (New York Mercantile Exchange), à Londres ; L'IPE (international petroleum Exchange), à Singapour : le SIMEX (Singapore internationale Monterey Exchange).

➤ **Le marché forward :**

Le marché physique à terme correspond aux transactions physiques à livraison différée. On parle encore de marché « forward ». Sur ce marché s'échangent des cargaisons de pétrole pour une date ultérieure (dans trois ou six mois par exemple) à un prix prédéterminé. Ce marché est utilisé par les vendeurs pour garantir l'écoulement de leur production future, et par les acquéreurs pour sécuriser leur approvisionnement, le tout à un prix connu d'avance. Ce type de transactions était autrefois dominant (jusqu'aux années 70) et a cédé du terrain avec le développement du marché au comptant et des marchés de couverture à terme (évoqués ci-dessous). Son principal inconvénient réside dans son

Manque de souplesse : l'une des parties du contrat ne peut s'en retirer qu'à condition de trouver un tiers se substituant à lui (c'est un marché de « gré à gré »).

3. La géopolitique du pétrole et l'évolution du marché pétrolier dans le monde

Au lendemain de la Seconde Guerre mondiale, le pétrole devient la principale source énergétique à l'échelle mondiale². Il est utilisé dans le monde pour le chauffage, l'industrie pétrochimique pour la fabrication de plastiques, et pas moins de 97 % des moyens de transport fonctionnent avec des dérivés pétroliers dans le monde industrialisé, et aucune alternative disponible à un prix abordable ne pointe à moyen terme.

Bien que le rôle historique du pétrole ait changé au fil des décennies, il continue bien souvent à faire la une des journaux. L'invasion du Koweït par l'Irak en 1990 a précipité la Guerre du Golfe de 1991, et a déclenché des débats houleux sur « la guerre pour le pétrole ». Certains soutiennent que la guerre en Irak de 2003 et la poursuite de l'implication militaire

¹ BILET, JEROME.P : Op.cit , P25-P26

² DUROUSSET Maurice : *Le marché du pétrole*, Paris : Ellipses, 1999, p.5-6.

américaine dans le pays a pour objectif le pétrole. La dépendance des États-Unis et d'autres grands pays développés vis-à-vis des importations de pétrole signifie que ce produit de base joue un rôle central dans la façon d'envisager la sécurité nationale et les relations internationales¹.

3.1. L'évolution du marché pétrolier approche historique

Depuis le premier forage du puits de pétrole en 1859, et jusqu'à maintenant, le marché pétrolier a connu beaucoup de mutations dans des différentes étapes dans les années : 1970-1980-1990-2000, chaque étapes été marqué par des faits qui ont influencé les cours.

3.1.1. Avant la décennie 1970

Le développement de l'industrie pétrolière était lié à l'effort de la reconstitution des pays après la deuxième guerre mondial, surtout dans la période des 30 glorieuse le charbon n'était plus la source d'énergie qui dominait, les prix étaient restés stables vu l'accord entre les majeurs sœurs (Esso-mobil-socal-Exxon-royal Dutch et Shell and BP)

Durant les années soixante ; les mouvements de nationalisation s'accéléraient et on changeait les concessions de la période, les pays reprirent le contrôle de leur richesses sous-terraines découlant d'une logistique de souveraineté et pendant un bref laps de temps l'OPEP avait le contrôle du marché. ²

3.1.2. Les années 1970 :

Après les mouvements de nationalisation, et la prise de la participation de l'Etats dans les compagnies pétrolières , les pays se sont succédé dans cette démarche , l'Algérie en 1971 , l'Irak en 1972 et la Libye en 1973 , ces mouvements ont permis le contrôle des activités en amont par les pays producteurs . ³

Le premier choc pétrolier et l'embargo des pays arabes en 1973, les prix de pétrole ont passé de 3 à 11.651 dollars ⁴ , aussi la révolution iranienne en 1979, et la guerre entre l'Irak et l'Iran ou les prix avaient poussé les prix à 32 dollars ⁵

¹ SVETLANA ,Tsalik et SCHIFFRIN ,Anya : *Le pétrole Guide de l'énergie et du développement à l'intention des journalistes*, open society Institute ,2005

² FAVENNEC et PIERRE, Jean : *géopolitique de l'énergie*, IFP publications, paris,2007,p.88.

³ FAVENNEC et PIERRE, Jean ,Op.cit,p.88.

⁴ KHELLI, Omar : *La dynamique des marchés des hydrocarbures*, 2005, p.44.

⁵ Idem

3.1.3. Les années 1980

Le choc pétrolier a fait que les quantités qui étaient échangées dans le marché SPOT¹, ou le marché libre et qui étaient 20 % de la production offerte s'échangeaient à des prix supérieurs à ceux des contrats à long terme, ce qui a poussé les producteurs à vendre sur ce marché.

3.1.4. Les années 1990

Cette période a été caractérisée pour une grande volatilité des prix sur les marchés SPOT, les instruments financiers qui s'échangeaient dans la bourse de New York comme NYMEX et IP à Londres, ont transformé ce marché à un type dominé par les différents produits financiers et dérivés.

Plusieurs types de pétrole se sont imposés comme référence, parmi eux : le wti du Texas de la zone Amérique, Brent de la zone Europe / Afrique et le Dubaï pour le moyen- orient / Asie, il faut souligner que cette décennie a été caractérisée par les événements suivants qui ont impacté les prix de pétrole comme : la guerre de l'Irak

3.1.5. Les années 2000

Cette période a connu des tensions, comme l'invasion de l'Afghanistan ou de l'Irak en 2003, qui ont fait élever les prix du pétrole et a connu le plus haut prix jamais enregistré dans l'histoire des marchés de pétrole, la croissance chinoise et le boom immobilier aux États-Unis ont aussi fait monter les prix à 140 dollars, bien avant la chute libre des prix causée par la crise financière de 2008. La reprise de l'économie mondiale, a fait que le prix dépassent le seuil de 80 dollars en 2010, pour atteindre le seuil de 86 dollars début de mai, situation qui s'est inversée à partir de la mi-2014 où la descente des prix a fait qu'ils atteignent les 30 dollars / baril.

3.2. Les intervenants au niveau mondial

Les marchés de pétrole sont caractérisés par la présence d'organismes et autres lobés influents, les plus importants sont : l'OPEP, l'AIE, les compagnies nationales et les grandes sociétés (7 sœurs dans le passé).

3.2.1. L'OPEP

L'OPEP (Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole), dénommée OPEC en anglais (Organization of Petroleum Exporting Countries), est une organisation intergouvernementale

¹ Ibid., p.104.

fondée à l'issue de la conférence de Bagdad le 14 septembre 1960 par l'Arabie saoudite, le Koweït, l'Irak, l'Iran et le Venezuela. Dans un contexte d'énergie peu chère, et face à une industrie pétrolière organisée, elle s'est vue donner pour mission de garantir aux pays producteurs un prix « juste et stable » du pétrole par un contrôle des exportations. Jusqu'au 1er septembre 1965, le siège de l'OPEP était situé à Genève en Suisse, avant de se déplacer à Vienne en Autriche. Jusqu'en 1975, huit autres nations se joignent au groupe initial : le Qatar (1961), la Libye, l'Indonésie (1962), les Emirats arabes unis (1967), l'Algérie (1969), le Nigeria (1971), l'Equateur (1973) et le Gabon (1975). En 2016, l'OPEP a compté pour 42,7% de la production mondiale. Les réserves prouvées de pétrole de ses pays membres atteignaient 1 220,5 milliards de barils à fin 2016, soit 71,5% des réserves mondiales.¹

3.2.2. L'Agence internationale de l'énergie ²

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) est un organe autonome institué en novembre 1974. Sa double mission est, depuis l'origine, d'une part de promouvoir auprès de ses pays membres une politique de sécurisation des approvisionnements pétroliers reposant sur une réponse collective aux perturbations et d'autre part, de produire des études et des analyses faisant autorité sur les solutions permettant à ses vingt-huit États membres (Allemagne, Australie, Autriche, Belgique, Canada, Corée du Sud, Danemark, Espagne, États-Unis, Finlande, France, Grèce, Hongrie, République d'Irlande, Italie, Japon, Luxembourg, Norvège (ce pays est lié à l'AIE par des accords particuliers), Nouvelle-Zélande, Pays-Bas, Pologne, Portugal, Slovaquie, République tchèque, Royaume-Uni, Suède, Suisse, Turquie), et au-delà, de disposer d'une énergie fiable, abordable et propre. L'AIE met en oeuvre un programme très complet de coopération énergétique entre ses pays membres, chacun d'eux étant dans l'obligation de détenir des réserves de pétrole équivalent à 90 jours de ses importations nettes. L'Agence vise notamment les objectifs suivants :

- garantir aux pays membres des approvisionnements sûrs et suffisants en énergie, notamment en assurant des capacités de réponse urgente face aux perturbations des approvisionnements pétroliers ;
- promouvoir des politiques énergétiques durables qui soutiennent la croissance économique et la protection de l'environnement au niveau mondial, entre autres en termes de réduction des émissions de gaz à effets de serre ;

¹ <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/opecp>, (consulter le 11/03/2018 à 8h 30)

² https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2014_French_ES.pdf, (consulter le 11/03/2018 à 9H54)

- améliorer la transparence des marchés internationaux en collectant et en analysant les données énergétiques;
- faciliter la collaboration internationale dans le domaine de la technologie énergétique en vue d'assurer les approvisionnements futurs en énergie tout en minimisant leur impact sur l'environnement, grâce par exemple à une meilleure efficacité énergétique et au développement et à la mise en œuvre des technologies sobres en carbone;
- apporter des solutions aux défis énergétiques mondiaux grâce à l'engagement et au dialogue avec les pays non membres, l'industrie, les organisations internationales et les autres parties prenantes.

3.2.3. Les compagnies nationales

Beaucoup de pays ont créé leur propres compagnies, allant du principe que ces richesses devaient être gérées par des compagnies qui ont des prérogatives de puissances publiques afin d'assurer le contrôle des gouvernements des pays producteurs, ce type de compagnies a une certaine influence lors des années 1970 avec la vague des nationalisations dans le monde, il y avait SONATRACH en Algérie, ARAMCO en Arabie saoudite et d'autres dans l'Amérique latine.

3.2.4. Les grandes sociétés privées

Les 7 majors opéraient aux USA et à l'étranger, par le biais des contrats de concessions qu'elles ont réussi à obtenir auprès des gouvernements locaux, en fixant leurs prix et en contrôlant le volume des quantités produites sur les marchés internationaux.

Ces sociétés fournissaient en 1973 : 1364.8 millions de TEP équivalant à 70% de la production pétrolière mondiale.

Dans les années 1970, l'OPEP a réduit le droit de propriété des sociétés, ce qui a fait que leur production a diminué de plus de la moitié, ces entreprises ont riposté par des changements structurels dans leur organisations internes et ont concentré leurs efforts dans les régions comme : ALASKA- USA.

4. Aperçu sur le secteur pétrolier

C'est en janvier 1956 que le pétrole a été découvert pour la première fois au Sahara, à Edjeleh, dans la région d'In Amenas, Fort Polignac à l'époque. La découverte du plus grand champ pétrolier algérien, Hassi Messaoud est intervenue en juin de la même année.¹

¹ http://www.algeria-watch.org/fr/article/tribune/petrole_guerre_algerie.htm ,(consulter le 23/03/2018 à 13h30)

Ces découvertes permirent à la jeune compagnie publique SONATRACH après l'indépendance de développer une industrie des hydrocarbures importante et de porter l'effort d'exploration vers d'autres régions du pays.¹

On présente souvent l'Algérie comme un pays pétrolier, mais il ne s'agit pas seulement de pétrole et de gaz, il y a également d'autres produits présentant une valeur ajoutée, tant sur le plan industriel que sur le plan commercial (GPL, hydrocarbures gazeux, produits raffinés,...).

Le secteur de l'énergie et des mines en Algérie compte aujourd'hui plus d'une cinquantaine de compagnies pétrolières opérant dans le domaine de l'exploration en partenariat avec Sonatrach dont notamment Anadarko et Burlington (USA), Repsol (Espagne), Petrocanada (Canada), Eni (Italie), CNPC (Chine), Total (France), BP (Grande Bretagne) et Statoil (Norvège).

L'Algérie dispose d'une large capacité de raffinage² excédentaire répartie dans les raffineries de : Skikda (15 million de tonne par ans du pétrole brut et 279 000 tonne/ans de BRI*), Arzew (2.5 million de tonnes/ans de brut et 279 000 tonne de BRI), Alger (2.7 million de tonnes/ans de brut) Hassi Messaoud (120.000 tonne/ans de brut) et une a IN AMENAS d'une capacité de 300 000 tonne par ans mais qui est en arrêt depuis 1986 pour des raisons techniques. Deux projets de raffinerie sont en œuvre, d'un coût estimé à 536 M\$ la première implantée à Skikda (5 Mt/an) et la deuxième à Adrar (600.000 t/an) ; la raffinerie d'Adrar est déjà mise en production.

Toutefois, le secteur des hydrocarbures est largement dominé par la société nationale Sonatrach qui dispose à elle seule plus de 43% du domaine minier national, soit une surface

de 1.5 million de Km², et un réseau de canalisation de 14000Km, elle contrôle plus de 75% des hydrocarbures produites en Algérie³.

4.1. La contribution financière du secteur pétrolier

Depuis leurs découvertes en 1956 à Hassi-Messaoud, les hydrocarbures continuent de jouer un rôle central dans l'économie nationale, principalement en alimentant le budget de l'Etat par les ressources fiscales.

¹ KHELIF, Amor :op.cit, p.107.

²LAMA AHCEN, Extrait de cours : *économie de raffinage*, INHC 2004.

³ KPMG, Algérie guide des hydrocarbures , 2007.

Tableau n°1 : L'évolution du budget générale de l'Etat de 2015 à 2018.

	2018	2017	2016	2015
Recettes Totales	6 496,59	5 635,5	4 747,43	4 952,7
Dont :				
Fiscalité pétrolière	2 807,91	2 200,1	1 682,55	1 722,90
Ressource ordinaire	3 688.86	3 435.4	3 064,88	3 229,80
Fiscalité pétrolière/ recettes totales	43.22%	39.04%	35,44%	34,78%
Dépenses totales	8 627,77	6 883 2	7 984,18	7 464,5
Dont :				
Fonctionnement	4.584,46	4.591,8	4.807,33	4.850,1
Equipement	4.043,31	2.291,4	3.176,85	2.614,4

Unité : millions de DA

Source : à partir des données du Ministère des Finances Direction Générale du Budget

Tableau n°2 : Taux de couverture de la fiscalité pétrolière des dépenses de fonctionnement et d'équipements

Fiscalité pétrolière / Dépenses totales	32,54%	31,96%	21,07%	23,08%
Fiscalité pétrolière/ budget d'équipement	69,44%	96,01%	52,96%	65,90%
Fiscalité pétrolière/ Autres recettes budget de fonctionnement	61,24%	47,91%	34,99%	35,52%

Source : A partir des données du Ministère des Finances Direction Générale du Budget

4.2. Le volume des exportations ¹

Dans la structure des exportations Algériennes, les hydrocarbures continuent à représenter l'essentiel de nos ventes à l'étranger durant les dix premiers mois 2017 avec une part de 94,79% du volume global des exportations, et une hausse de 17,94% par rapport à la même période 2016.

Quant aux exportations « hors hydrocarbures », elles demeurent toujours marginales, avec seulement 5,21% du volume global des exportations soit une valeur de 1,49 milliard de dollars US. Elles ont enregistré une hausse de 3,39% par rapport à la même période 2016.

¹ Ministère des Finances Direction Générale des Douanes

Les principaux produits hors hydrocarbures exportés, sont constitués essentiellement par le groupe « demi-produits » qui représente une part de 3,67% du volume global des exportations soit l'équivalent de 1,05 milliard de dollars US. Le groupe « biens alimentaires» vient en seconde position avec une part de 1,05% soit 301 millions de dollars US, suivi par le groupe « produits bruts » 0,21% soit en valeur absolue 59 millions de dollars US, et enfin les groupes « biens d'équipement industriels» et «biens de consommations non alimentaires » avec les parts respectives 0, 22% et 0,06%.

Les principaux produits hors hydrocarbures exportés sont

Tableau n°3 : Les principaux produits hors hydrocarbures exportés **Unité** : millions USD

Principaux Produits	10 MOIS 2016		10 MOIS 2017		Evolution (%)
	Valeurs	Struc %	Valeurs	Struc %	
HUILES ET AUTRES PRODUITS PROVENANT DE LA DISTILLATION DES GOUDRONS	320,85	22,22	423,38	28,36	31,96
AMMONIACS ANHYDRES	279,35	19,35	297,04	19,90	6,33
SUCRES DE CANNE OU DE BETTERAVE	171,97	11,91	204,95	13,73	19,18
ENGRAIS MINERAUX OU CHIMIQUES AZOTES	346,90	24,02	184,43	12,35	-46,83
PHOSPHATE DE CALCIUM	59,99	4,15	45,98	3,08	-23,35
DATTES	28,06	1,94	37,75	2,53	34,53
HYDROGENE ET GAZ RARES	20,38	1,41	31,71	2,12	55,59
MACHINE A LAVER LE LINGE	8,26	0,57	26,19	1,75	217,07
ALCOOLS ACYCLIQUES	25,69	1,78	25,97	1,74	1,09
HYDROCARBURES CYCLIQUES	36,37	2,52	23,25	1,56	-36,07
SOUS TOTAL	1 297,82	89,88	1 300,65	87,12	0,22
TOTAL DU GROUPE	1 444	100 %	1 493	100 %	3,39

Source : Ministère des Finances Direction Générale des Douanes

4.3. La chute des prix des hydrocarbures ¹

L'Algérie est caractérisée par son économie rentière, basée essentiellement sur la rente pétrolière issue des exportations des hydrocarbures représentant 98 % de ses recettes en devises. Suivant les informations recueillies par british petroleum l'Algérie a connu une importante aubaine financière, par une production de deux millions de baril par jour.

¹ CHEBBI Soulaf : *Incidence de la chute des prix sur des hydrocarbures le budget de l'Etat*, mémoire de fin d'étude pour l'obtention du diplôme de troisième cycle spécialisé en finance publique IDEF, 2016

Ces recettes en devises ont permis à l'Algérie d'atteindre durant la fin de l'année 2014, des réserves de change d'un montant de 178,93 Mds de DA et d'une réserve en dinars d'un montant de 5 563,5 Mds de DA abrité dans le fonds de règlement des recettes (FRR).

Ces réserves ont permis à l'Algérie de s'engager pleinement dans la voie du développement économique par la réalisation de plusieurs projets dans différents domaines, comme ils constituent un moyen favorable pour le gouvernement d'anticiper le paiement de la dette extérieure qui s'élève approximativement à 34 Mds de dinars à l'époque.

Ceci a permis également à l'Etat de financer les différents programmes de relance économique à savoir les quatre programmes quinquennaux.

En effet, la hausse des cours des hydrocarbures, durant cette dernière décennie, a mis le pays dans une aisance financière sans précédent, ce qui a conduit à la création de ce fonds de régulation des recettes (FRR), dont l'objet est d'épargner le différentiel entre le prix prévisionnel du baril de pétrole, fixé à 37 dollars le baril dans les lois de finances, et le prix effectif très élevé, dont les fonds sont destinés, au départ, au profit des générations futures.

Toutefois, à la suite des chutes drastiques des cours du pétrole ayant intervenu durant le deuxième semestre de l'année 2014, ce fonds avait pour objet le financement des déficits budgétaires de l'Etat

A ce propos, il est important de signaler que cette chute des cours a été occasionnée par la conjoncture économique mondiale caractérisée par le repli de l'activité dans les pays de la zone euro ainsi que la décélération de la croissance dans les pays émergents, tels que la Chine, l'Inde et le Brésil, ceci a entraîné la baisse des cours internationaux des produits énergétiques, notamment, le pétrole et le gaz.

Cette situation a conduit à une contraction importante de nos revenus mettant ainsi nos équilibres internes et externes sous une pression de plus en plus aigüe dans un contexte de poursuite de la réalisation d'un vaste programme d'investissement public.

Nos équilibres internes se trouvent fortement déstabilisés sous l'effet conjugué d'une dépense publique en expansion et une ressource budgétaire en léger repli.

Le financement de notre économie en rapport avec l'expansion de la demande interne aux plans de la consommation et de l'investissement se poserait avec acquiescement à court terme, et se caractériserait par son insolvabilité à moyen terme.

Depuis 2013, les prémisses d'une tension sur nos équilibres sont apparues à travers les soldes extérieurs qui ont été altérés pour afficher des quasi-équilibres n'entraînant, toutefois, que peu d'effet sur nos capacités financières soutenues par la baisse de l'endettement externe et la consistance des épargnes accumulées au cours de la dernière décennie.

Pour faire face à ces contraintes qui se superposent après un répit qui a été très court suite à la propagation à l'activité économique de la crise financière survenue en 2007-2008, l'économie algérienne se trouve confrontée à une situation, bien que différente de celle de la seconde moitié des années 1980, nécessitant la poursuite des réformes en matière d'efficience des dépenses et de diversification des ressources.

Le brut algérien a ainsi perdu entre juillet 2014 (105,7 dollar/bl) et décembre de la même année (62,1 dollar/bl) près de 41,2 % de sa valeur nominale.

La combinaison de plusieurs facteurs de détérioration des prix des produits pétroliers rallonge la durée de la tendance à la baisse et affecte des perspectives macroéconomiques en termes de croissance économique et de détonabilité des déficits externe et interne des pays exportateurs de pétrole et de gaz.

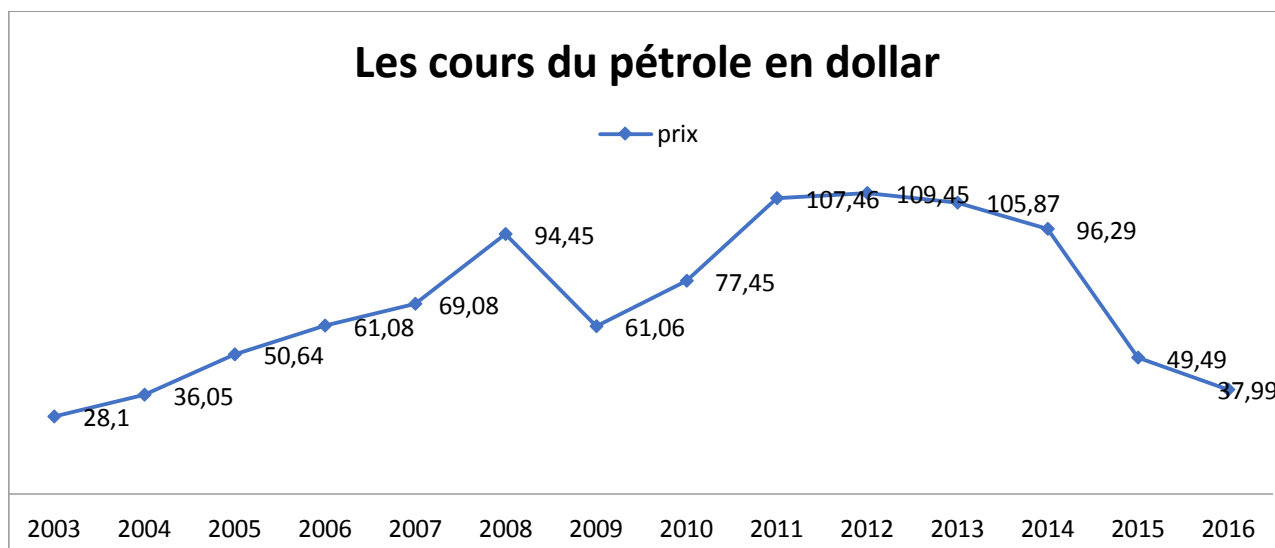
Cette tendance baissière des prix des hydrocarbures est illustrée avec un schéma dans le tableau ci-après :

Tableau n°4: Prix du panier du pétrole brut

Années	Prix en dollar
2003	28,1
2004	36,05
2005	50,64
2006	61,08
2007	69,08
2008	94,45
2009	61,06
2010	77,45
2011	107,46
2012	109,45
2013	105,87
2014	96,29
2015	49,49
2016	37,99

Source : OPEP

Graphique 1 : Les cours de pétrole en dollar



Source : Etablie par nous-même à partir des données de l'OPEP.

Le graphique retrace en dollar/baril l'évolution des prix du pétrole brut durant la période allant de l'année 2003 à l'année 2016. Ce tableau montre aussi que les prix du pétrole brut ont passé d'un cours de 28,1 dollars/baril en 2003 pour atteindre un pic à plus de 109 dollars/baril en 2012.

En revanche, à partir de l'année 2014 les cours du pétrole ont chuté suite à la baisse des quantités d'hydrocarbures exportées en rythme annuel. Et depuis, le cours du pétrole a chuté jusqu'à atteindre le cours moyen du baril de 37,99 dollars/baril. Ces fluctuations des prix déontrent l'ampleur du choc externe qui pèse sur l'économie nationale.

4.4. La baisse de la fiscalité pétrolière

La baisse progressive du prix du baril de pétrole depuis le mois de juillet 2014 a eu des retombées sur les revenus d'exportations des hydrocarbures. En effet, les recettes d'exportation d'hydrocarbures affichent, au cours des sept (07) 2015, une forte contraction par rapport à leur niveau atteint à la même période de l'année 2014. Elles sont passées de 36,6 Mrds \$US à fin juillet 2014 à 21,08 Mrds de \$US à fin juillet 2015, soit une baisse de 42,9%.

Les exportations des produits d'hydrocarbures en 2016 s'établiraient à hauteur de 26,4 Mrds de \$US, en liaison, notamment, avec le repli du prix du marché du baril de pétrole brut "Saharan Blend" (45 \$US, contre 60 \$US retenu dans la LFC 2015) malgré l'accroissement prévu des quantités à exporter en 2016 (+4,1%).

Le schéma ci-après permet d'illustrer l'évolution des recettes pétrolières durant la période allant de l'année 2000 à 2015.

Les recettes de la fiscalité pétrolière ont évolués comme suite :

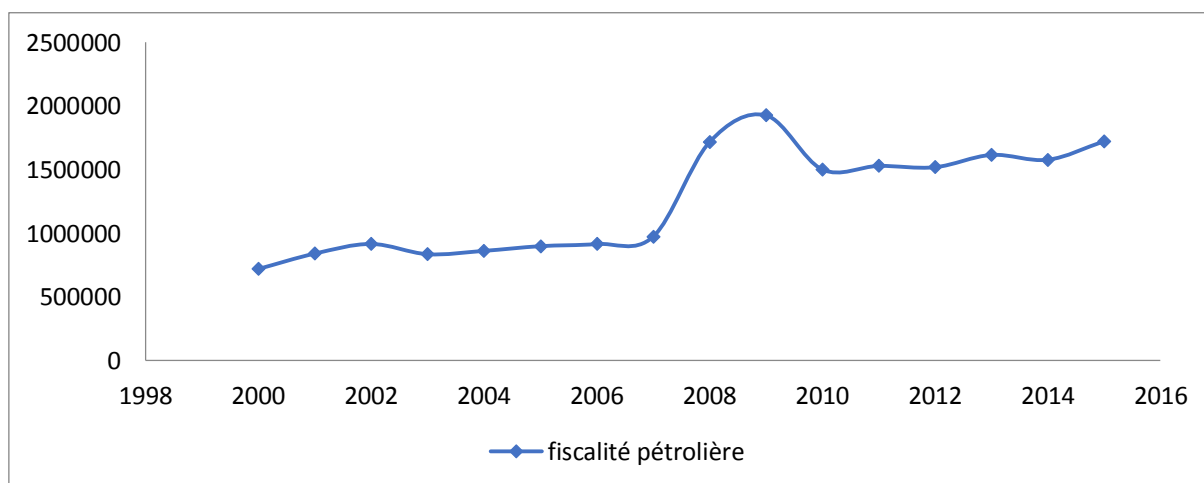
Tableau n°5 : L'évolution des recettes de la fiscalité pétrolière en millions de Dinars

Année	Fiscalité pétrolière
2000	720000
2001	840600
2002	916400
2003	836060
2004	862200
2005	899000
2006	916000
2007	973000

2008	1715400
2009	1927000
2010	1501700
2011	1529400
2012	1519040
2013	1615900
2014	1577730
2015	1722940

Source : Ministère des finances/ DGPP

Graphique 2 : La représentation graphique de l'évolution des recettes de la fiscalité pétrolière



Comme le montre, la courbe ci-dessus, la fiscalité pétrolière a connu une évolution durant l'année (2000-2015) :

En premier lieu : elle a connu une évolution durant les années (2000-2002) car elle a été de 720 000 millions de DA, à 916 400 millions de DA en 2002.

En second lieu, elle a connu une baisse durant l'année 2003, car elle a été estimée à 836 060 millions de DA, alors qu'en 2002, elle a été de 916 400 millions de DA, cette baisse a été due à la chute des prix de pétrole.

En troisième lieu, la fiscalité pétrolière a connu une stagnation durant la période (2003-2007), elle varie entre 836 060 millions de DA, à 973 000 millions de DA. Et de 2007 à 2009 la fiscalité pétrolière a été doublé pour passer de 973 000 millions de DA à 1 927 000 millions de DA en 2009.

En quatrième lieu, la fiscalité pétrolière de 2009 à 2010 a chuté pour passer de 1 927 000 millions de DA à 1 501 700 millions de DA. Cette chute peut être expliquée par la baisse des exportations des hydrocarbures.

Les recouvrements au titre de la fiscalité pétrolière se sont élevés, à fin juin 2015, à 1 243,1 Mds de DA, soit un recul de 21,2% par rapport à la fin juin 2014.

Le recouvrement moyen mensuel sur les six premier mois de 2015 s'est situé à 207 Mrds de DA, contre 262 Mds de DA en moyenne sur la même période de 2014. Ce recul s'explique principalement par la baisse sensible des prix du baril de pétrole brut.

Le produit de la fiscalité pétrolière budgétisée s'élèverait à 1 682,6 Mrds de DA sous l'effet, de la stabilité des prix de référence fiscal et du taux de change DA/\$US ainsi que de l'évolution positive des quantités d'hydrocarbures exportées en 2016 (+4,1%).

Section02 : Le cadre juridique et contractuelle des activités des hydrocarbures

Il est dans l'intérêt des pays riches en ressources naturelles de se servir de celle-ci pour obtenir les revenus financiers nécessaire afin d'assurer leurs développement économique et sociale.

Les gouvernements utilisent leurs pouvoirs de réglementation pour protéger l'intérêt public. Toutefois, instaurer un climat d'investissement favorable qui encouragera la croissance économique et la création d'emplois constitue également une préoccupation majeure des pouvoirs publics.

1. Le Cadre juridique international

Les gouvernements ont trois possibilités pour exploiter les ressources naturelles enfuies dans le sous-sol de leurs territoire de souveraineté : ils peuvent donc créer des compagnies publiques, inviter des investisseurs étrangers privés à exploiter leurs ressources ou bien adopter une combinaison de ces deux système comme fut le cas d'un bon nombre de pays dont l'Algérie.

Ce sont les conditions et les clauses contractuelles qui déterminent les sommes qu'un

pays producteur va gagner à partir de l'exploitation de ses ressources naturelles.

Bien que le contenu des différents contrats varie dans le détail, ils doivent tous trancher sur deux questions essentielles : la façon dont les bénéfices seront réparties entre l'Etat et la compagnie et la façon dont les coûts seront traités.

L'une des premières décisions à prendre par le gouvernement consiste à choisir le type de système contractuel qu'il va adopter pour établir les conditions du processus de développement et d'exploitation. A savoir système de contrat de concession, de joint-venture ou système de partage de production.

Chacune des formes de contrat sous citée présente des avantages et des inconvénients, et c'est aux autorités de choisir celui qui leur semble le mieux.

1.1. La propriété des hydrocarbures

En règle générale, sauf aux Etats-Unis, l'Etat est le propriétaire du sous-sol et des ressources naturelles y existant¹. IL contrôle et intervient dans les activités pétrolières en tant que gérant de l'intérêt général, et il existe quatre régimes principaux de propriété des hydrocarbures.

1.1.1. L'accession

C'est le système en vigueur aux Etats Unis sur les terres privées à l'exclusion des terres fédérales où appartenant à l'Etat. La propriété du sol implique la propriété du sous-sol et des ressources existantes. Le propriétaire peut donc octroyer des concessions à des personnes de son choix en contrepartie d'une redevance (royalty).

Toutefois, l'Etat en exerçant dans le cadre de l'intérêt général, limite les libertés du droit de propriété, en vue d'assurer la sécurité et la conservation des gisements.

1.1.2. Le droit régalien

Les ressources naturelles (hydrocarbures) n'ont pas de propriétaire jusqu'à leurs découvertes, et c'est l'Etat qui détermine les conditions de leurs recherches et exploitation, en vertu du droit dont il dispose. C'est l'Etat qui attribue le titre minier, définit la propriété des hydrocarbures et les règles de son transfert éventuel.

1.1.3. Le droit domanial

La recherche et l'exploitation des hydrocarbures fait l'objet d'un contrat ou d'une convention passé entre l'Etat propriétaire (les hydrocarbures font partie du domaine public) et une compagnie ou entreprise de son choix qui intervient comme simple entrepreneur destiné à

¹ DEVAU-CHARBONNEL , Jean, : *droit minier des hydrocarbures*, principe et application ,édition TECHNIP, paris,1987,p.40

mettre en valeur le domaine de l'Etat.

1.1.4. Le régime mixte

C'est un régime résultant de l'application des principes de droit régalien et du droit domanial dans une même législation pétrolière. L'Etat exerce toujours sa souveraineté sur les ressources naturelles

1.2. Les contrats pétroliers ¹

Il est clair que la totalité des gouvernements des pays producteurs de pétrole ont tout intérêt à maximiser leurs revenus pétroliers pour accompagner l'effort de développement économique et social. Mais bien des débats existent sur la meilleure manière de parvenir à cet objectif. Pour pouvoir accéder au domaine minier pétrolier généralement sous la tutelle des pays producteurs, les compagnies pétrolières doivent passer des contrats avec les gouvernements, et c'est à ce moment que les Etats ont le pouvoir de négociation.

De nombreux gouvernements passent des contrats avec des compagnies étrangères pour l'exploitation et la vente de leur pétrole ou de leur gaz, et chacun d'entre eux présente des avantages et des inconvénients. Les gouvernements doivent négocier et trancher sur le mode contractuel permettant de maximiser l'intérêt public.

1.2.1. Les contrats de concession

Les contrats de concession ont beaucoup évolué depuis leurs créations au début de vingtième siècle. C'est une autorisation d'exclusivité accordée par l'Etat à une compagnie pour prospecter et exploiter un périmètre déterminé contre le paiement d'une redevance.

Ils étaient au début des contrats unilatéraux, de fait que bon nombre de pays producteur du pétrole était des colonies ou protectorats d'autres Etats ou empires.

« La concession pétrolière est un acte par lequel un Etat accorde le droit exclusif à un tiers, pendant une certaine durée et une certaine surface, le droit exclusif de rechercher des gisements d'hydrocarbures et, en cas de découverte, le droit exclusif d'extraire les produits et d'en disposer librement, sous réserve de remplir certaines obligations techniques, financières et économiques »²

Le système de concession conduit donc à un paiement, par la compagnie bénéficiaire, d'une redevance (Royaltie) basé sur le volume des ressources récupérées, et un ou plusieurs

¹ KHELIF,A :*Environnement institutionnel et création d'entreprises dans le secteur algérien des hydrocarbures*,Tamanrasset ,2006.

² DEVAU-CHARBONNEL Jean : Op-cit.p.44.

impôts basés sur les revenus imposables.

Le système de concession à trois composantes qui sont, les redevances, les déductions et les taxes.

La redevance est un pourcentage des revenus bruts de la vente, elle peut être payée au comptant ou en nature, elle est déductible de l'impôt sur le résultat.

Les déductions sont principalement les coûts et frais d'exploitation et les amortissements (c'est la législation du pays hôte qui détermine les charges déductibles). Une fois toutes les déductions sont faites, le revenu qui reste constitue le revenu imposable, soumis au taux de base de l'impôt sur les sociétés du pays.

Les revenus de l'Etat dans le cadre d'une concession peuvent être classés en trois catégories qui sont : le bonus, la redevance et l'impôt sur le bénéfice.

Le bonus est un versement forfaitaire au profit de l'Etat suite à la réalisation d'un événement prévue dans le contrat, celui-ci peut être la signature du contrat, l'obtention du permis de recherche ou autre. Le versement est immédiat suite à la signature du contrat ou l'obtention d'un certain seuil de production.

La redevance se subdivise en deux catégories : superficielle qui peut être assimilée à un loyer proportionnel à la surface du périmètre de recherche ou de concession et à la production qui est un pourcentage de la valeur de la production versé à l'Etat par l'exploitant soit en nature ou en espèce.

L'impôt sur le bénéfice est un impôt direct sur les bénéfices résultant des activités exercées dans le pays hôte, toutefois, le bénéfice peut être calculé séparément pour les activités d'exploration production lorsque le titulaire a d'autres activités ou pour chaque concession individuelle.

Ce système accorde aux pays producteurs l'avantage d'être simple par rapport aux autres types de contrats, tous les risques relatifs au développement, notamment les coûts d'exploitation sont endossés par le soumissionnaire retenue.

Toutefois, des conseillers financiers qualifiés sont nécessaires pour structurer le processus d'appel d'offre des concessions, ainsi que l'existence d'un système juridique fiable et élaboré capable d'interpréter les accords complexes est indispensable.

L'inconvénient principal, pour les pays producteurs tout comme le soumissionnaire est celui des connaissances insuffisantes relatives au potentiel de la zone de concession.

1.2.2. Joint-venture

Il n'existe pas de consensus concernant la définition de ce mode de contrat, elle suppose simplement que deux parties ou plus souhaitent poursuivre une entreprise conjointe sous une forme qui reste à clarifier.

C'est un système rarement utilisé, qui permet à l'Etat d'être assisté par une grande compagnie pétrolière quant à la gestion des projets et la prise de décisions. Ce statut présente l'inconvénient de partage des coûts et des risques avec la compagnie, de fait que le gouvernement intervient comme partenaire direct.

1.2.3. Les contrats du partage de production

Ce type de contrats a été utilisé pour la première fois en 1966 en Indonésie lors d'un contrat passé entre la compagnie national et un indépendant américaine, et sous une forme voisine par le Pérou en 1971.

De fait qu'il constitue un élément de l'héritage colonial, la plus grande partie des pays producteurs ont abandonné au lendemain de leurs indépendances le système des concessions, et ont adopté le système des contrats de partage de production.

Le contrat de partage de production est un système qui reconnaît la propriété à l'Etat des ressources naturelles enfui dans le sol et le sous-sol tout en permettant aux sociétés étrangères de gérer et d'effectuer les recherches et le développement des champs.

Production sharing agreement (contrat de partage de production) est un « accord entre la compagnie de prospection d'une industrie énergétique et un gouvernement hôte »¹, selon lequel la compagnie assume les coûts et les risques associés à l'exploitation des projets pétroliers ou miniers, en échange d'une part de production².

Dans certain cas, le pays hôte reçoit un pourcentage inférieure à celui des compagnies, voire aucune part de production jusqu'à ce que la compagnie d'énergie ait amorti son investissement »³.

¹ TSALIK S et SCHIFFRIN A : *Le pétrole Guide de l'énergie et du développement à l'intention des journalistes*, OPEN SOCIETY INSTITUTE 2005, p.20.

² TSALIK S et SCHIFFRIN A : Op-cit,p.24.

³ SVETLANA Tsalik et SCHIFFRIN Anya, Op-cit.

2. Aspects juridiques des activités pétrolières en Algérie

2.1. Les contrats pétroliers :

Le contrat pétrolier est défini comme étant tout accord entre l'Etat (ou sa société national SONATRACH) et une société pétrolière souhaitant entreprendre à titre exclusif des travaux de recherche et d'exploitation des hydrocarbures. ¹

C'est l'article de la loi 86/14 amendé qui autorise les sociétés étrangères à s'associer en matière d'hydrocarbures aux activités de production, de recherche et d'exploitation.

Ainsi, ce sont les articles 20 à 29 de la loi 86/14 énoncent les différents types de contrats, et les différentes formes d'intérêts. Ainsi, le monopole des activités de prospection, de recherche, d'exploitation et de transport d'hydrocarbures appartient à l'Etat qui exerce par le biais d'une entreprise national, en l'occurrence SONATRACH titulaire exclusif des titres miniers.

Les personnes morales étrangères peuvent exercer l'activité dans le cadre d'association, cette association peut revêtir l'une des formes ci- après :

2.1.1. L'association en participation sans personnalité morale

Dans cette forme d'association, l'associé étranger est tenu de constituer une société commerciale de droit algérien ayant son siège social en Algérie.

Sa part de production lui est livrée au champ au prix de revient et au prorata de son pourcentage de participation (inférieur ou égale à 49 %), à ce titre il est responsable du paiement des droits, et taxes et impôts sur sa part de participation ²

L'association en participation à certaines caractéristiques à savoir :

- La compagnie étrangère assume la totalité du risque de la recherche (la contribution de SONATRACH est donc supportée par la compagnie pétrolière étrangère qui sera remboursée en cas de découverte commercialement exploitable).
- La compagnie pétrolière étrangère finance les investissements de développement et d'exploitation au prorata de son taux de participation.
- La compagnie étrangère paye la redevance et l'impôt sur le résultat au prorata de la part de production qui lui revient. ³

¹ BEICIP, séminaire pétroliers en exploitation production, 1992.

² Mohamed abdou bouderbala ,au bulletin des services fiscaux , n° 9, décembre , 6.

³ A. Meziane , présentation du système législatif et contractuel algérien bulletin des services fiscaux, page 29

2.1.3. L'association avec constitution d'une société commerciale

Dans cette forme d'association les parties sont tenues de constituer une société commerciale par action de droit algérien dont la participation est de 51% pour SONATRACH et de 49% pour la compagnie étrangère.

Dans cette forme d'association, il y a lieu de distinguer entre les deux cas suivants :

- Il est convenu de la répartition de la production au champ, dans ce cas l'associé étranger est responsable du paiement des droits et impôts sur sa part de production.
- Il est convenu du partage des bénéfices réalisés sur ventes de la production du gisement découvert.

Dans ce cas, l'associé étranger reçoit sa part de bénéfices nette d'impôt, les droits, taxes et impôts sont à la charge de la société par action créées pour l'exercice des activités en question.¹

Les autres caractéristiques relatives au financement des couts sont les mêmes que celle prévues pour l'association en participation.²

2.1.4. Le contrat de service

appelés aussi quelquefois d'entreprise ou d'agence ils sont assez proches des productions « sharing agrément» puisqu'ils permettent eux à une société d'Etat détentrice des droits miniers d'être le seul propriétaire des réserves existantes et des installations nécessaires, tout en bénéficiant de l'aide d'une compagnie pétrolière étrangère qui sera généralement dédommagées des risques encourus par elle.³

Ces contrats sont conclus par les sociétés nationales des pays déjà producteurs, qui confient à des sociétés pétrolières le soin de procéder pour compte à des travaux de recherche, développement et / ou exploitation.

Deux catégories de contrat de service existent selon le niveau de risques pris par la société pétrolière.⁴

¹ Mohamed abdou bouderbala , au bulletin des services fiscaux , n 9, décembre ;page 17.

² Fiscalité et contrats en exploitation – production , SONATRACH CPE, 16 au 18 juin 2001 ,P102

³ BRASSEUR,R :*législation et fiscalités internationales des hydrocarbures* ,édition technip, 1975, p.270.

⁴ BEICIP, séminaire, 1992

➤ Contrats de service à risque « risk service contrats »

Ces contrats sont une forme récente des rapports entre pays producteurs et sociétés pétrolières pour la recherche et l'exploitation et trouvent leur origine dans les pays où le pétrole fut nationalisé ou un monopole octroyé à la société nationale.

C'est les pays OPEP du golf désirant accroître leur capacité de production en ayant recours aux compagnies pétrolières à la fois :

- Pour leur capacité technique.
- Pour leur capacité financière.

Le contrat de service est un contrat par lequel une société doit procéder, à ses propres risques et frais et pour le compte d'une entreprise nationale, à la recherche de gisement contre un remboursement des dépenses encourues et d'une rémunération, en espèces, liée au succès des travaux de recherche, la production revenant en totalité à la société nationale, laquelle peut parfois devenir « opérateur » à compter du développement ou de la production.

- La société nationale est propriétaire des installations, la société étrangère ayant un droit d'usage
- La société peut parfois acheter une fraction dans des conditions convenues.
- La différence fondamentale du contrat de service à risque avec le CPP est que la rémunération au lieu d'être versée en nature l'est en espèces.

➤ Contrat d'assistance ou de coopération technique (sans risque) :

Dans cette formule la société qui ne prend aucun risque et ne finance pas directement les travaux, reçoit une rémunération « Fée » pour les services rendus, rémunération qui peut être plus ou moins liée au résultat.

Le contrat d'assistance porte essentiellement sur les opérations d'exploitation de gisement Ancien et quelquefois, sur des travaux de développement.

La totalité du financement est à fournir par l'Etat ou sa société nationale, et non par la société¹.

¹ BEICIP, séminaire, op-cit, 1992

2.1.5. Le contrat de partage de production

L'Etat (société nationale) reste l'unique titulaire des titres miniers¹, la société pétrolière ne peut être que prestataire de service, cette dernière avance ou refinance les investissements nécessaires, elle ne peut recevoir à titre de remboursement des dépenses engagés et de rémunération pour ses services qu'une part, souvent minoritaire de la production², en Algérie 49 %, (l'article 24 de la loi 86/14).

Ce système est donc basé sur le principe de partage entre l'Etat (société nationale), titulaire des droits miniers, et la compagnie pétrolière, qui est l'opérateur responsable de la conduite des opérations, et la source du financement dont le travail est rémunéré en nature (pétrole ou gaz) seulement si une découverte commerciale est développée. L'entreprise doit en outre un droit d'entrée en cas d'association sur les gisements déjà existant en exploitation ou sur ceux découverts et sont encore développés par SONATRACH.³

2.2. Le droit de propriété de l'Etat

L'Etat Algérien jouit d'un rôle central dans la sphère des activités des hydrocarbures cette place résulte du droit de propriété dont il dispose, mais cela ne veut pas dire pour autant qu'il s'implique financièrement dans les contrats de valorisation des ressources naturelles (sauf dans des cas particuliers), toutefois, il joue un rôle actif dans leur gestion.

L'article 3, alinéa 1, de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures dispose que : «Les substances et les ressources en hydrocarbures découvertes ou non découvertes situées dans le sol et le sous-sol du territoire national et des espaces maritimes relevant de la souveraineté nationale sont propriété de la collectivité nationale dont l'État est l'émanation.»

La signification de cette disposition ne souffre aucune ambiguïté : elle interdit à l'investisseur toute revendication éventuelle sur le gisement qu'il aurait découvert.⁴

2.3. Les acteurs de l'activité pétrolière

2.3.1. Le ministère de l'énergie

Le ministère de l'énergie qui jouissait des prérogatives importantes dans le cadre de la loi 86-14 du 19 août 1986 relative aux activités de prospection, de recherche, d'exploitation et

¹ Réglementation N°20 du 19 août 1986 relatif au hydrocarbure

² GERBI, Salim : *la fiscalité des hydrocarbures*, mémoire de Post-Graduation Spécialisée en finances publiques, Institut INSTITUT Maghrébin D'économie Douanière et fiscale 1997, p.41.

³ KALOUM, Salah : *production sharing agreement* mémoire de Post-Graduation Spécialisée en finances publiques, Institut INSTITUT Maghrébin D'économie Douanière et fiscale, 1997, p.41

⁴ KPMG, *Guide des hydrocarbures*, 2007

de transport par canalisations des hydrocarbures, modifiée et complétée par la loi n° 91-21 du 04 novembre 1991, va voir certaines d'entre elles transférées aux deux agences nouvellement créées, il s'en chargera principalement dans la loi 05-07 de la mise en œuvre des politiques énergétiques nationales.

2.3.2. La SONATRACH

La société nationale pour le transport et la commercialisation des hydrocarbures (Sonatrach) est déchargé dans la loi 05/07 de la plus grande partie des prérogatives dont elle jouissait en sa position de représentant de l'Etat algérien lors des conclusion des contrats et la délivrance des autorisation de recherche et d'exploitation, et de collecteur des recettes fiscales au trésor public.

Toutefois cette loi donne n'est pas sans effet positif de fait qu'elle donne plus de liberté et d'espace à la Sonatrach pour se consacrer à sa mission principale d'entreprise industrielle et commerciale. Les amendements ont accru davantage le rôle de la Sonatrach de fait qu'elle sera présente dans tout contrat souscrit à une hauteur minimale de 51%.

2.3.3. La présentation des deux nouvelles agences (ALNAFT et Autorité de régulation) :

Création de deux agences Hydrocarbures nationales indépendantes dotées de la personnalité juridique, jouissant de l'autonomie financière, conformément à l'article 12 de la loi sur les Hydrocarbures :

- Agence nationale pour la valorisation des ressources en Hydrocarbures « ALNAFT » :

ALNAFT, ou agence nationale pour la valorisation des hydrocarbures, signifie en arabe « algérienne du pétrole », est une agence des hydrocarbures créée par la loi 05-07 modifiée et complétée dans son article 12, est chargée de contrôler l'activité de l'Amont pétrolier.

Cette agence est indépendante, elle est dotée d'une personnalité juridique et d'une autonomie financière (0.5% du produit de la redevance à répartir avec l'agence de régulation).

ALNAFT est chargé de¹ :

- La promotion des investissements de recherche et d'exploitation des hydrocarbures.

¹Réglementation N°14 du 28 avril 2005 relatif au hydrocarbure.

- La gestion et la mise à jour des banques de données concernant la recherche et l'exploitation des HC.
- Délivrer les autorisations de prospections.
- Procéder aux appels de concurrence et l'évaluation des offres concernant les activités de recherche et/ou exploitation.
- L'attribution des périmètres de recherche et d'exploitation et la conclusion des contrats.
- Le suivi et le contrôle de l'exécution des contrats de recherche et/ou exploitation.
- L'étude et l'approbation des plans de développement.
- S'assurer que l'exploitation des ressources se réalise en respectant une conservation optimale.
- La détermination et la collecte de redevance et son reversement au trésor public.
- Aider à la promotion de l'industrie pétrolière et encourager les différentes activités du secteur.

ALNAFT peut aussi accorde les autorisations de prospection sur un plusieurs périmètres, pour une durée n'excédant pas les deux ans selon les modalités réglementaires, mais les contrats de recherche et/ou exploitation ont la primauté sur les autorisations de prospection¹ (ces dernières activités sont réalisées sur fondement de titre minier délivré exclusivement par ALNAFT², cette autorisation est soumise à l'approbation du ministre chargé des hydrocarbures³.

- Agence nationale de contrôle et de régulation des activités dans le domaine des hydrocarbures « l'Autorité de régulation » :

Cette structure est appelée à contrôler et à réguler les activités des hydrocarbures ainsi que la sécurité industrielle et à l'environnement. Elle élabore et actualise un programme des approvisionnements du marché national en produits pétroliers.

Les ingénieurs de l'ARH, en vue de s'assurer de l'intégrité des installations hydrocarbures, entreprennent un nombre important de visites d'inspection au niveau des installations existantes.

Selon l'article 13 de la présente loi, cette agence est chargée de veiller au

¹ Réglementation N°20 du 28 avril 2005 relatif au hydrocarbure.

² Réglementation N°23 du 19 août 1986 relatif au hydrocarbure.

³ Réglementation N°20 de l'ordonnance 06-10 relatif au hydrocarbure.

respect de certaines missions, parmi elles on cite :

- La réglementation technique applicable aux activités régies par cette loi ;
- La réglementation relative à l'application des tarifs et du principe de libre accès des tiers aux infrastructures de transport par canalisation et de stockage ;
- La réglementation en matière d'hygiène, de sécurité industrielle, d'environnement, de prévention et gestion des risques majeurs ;
- La collaboration avec le ministre chargé des hydrocarbures en matière de politique sectorielle et d'élaborer des textes réglementaires régissant les activités hydrocarbures.

2.4. L'accès au domaine minier pétrolier

Sous l'empire de la loi 86/14, la Sonatrach était l'unique attributaire des titres donnant accès à ce domaine minier. Cette prérogative est désormais transférée à l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures. Cette prise en charge publique des titres trouve sa justification dans le fait que l'État est propriétaire des ressources naturelles.¹

Au domaine minier qui est partagé en quatre zones : A, B, C, D toute personne morale, publique ou privée, algérienne ou étrangère, devra satisfaire au préalable un certain nombre de conditions et avoir les autorisations d'accès nécessaire. Ces préalables se résument en : une autorisation de prospection et un contrat de recherche et/ou d'exploitation.

2.4.1. L'autorisation de prospection

Au sens de la loi 05/07 sur les hydrocarbures, la prospection englobe l'ensemble des travaux permettant la détection d'hydrocarbures enfui dans le sous-sol, en utilisant des techniques et méthodes géologiques, géophysiques ainsi que des forages stratigraphiques, sans pour autant procéder à des forages de puits.

L'autorisation de prospection délivrée pour une durée maximale de deux années, n'est pas attribuée forcément par ALNAFT, Contrairement au contrat de recherche et/ou d'exploitation. Elle «peut être accordée par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), après approbation du ministre chargé des hydrocarbures, à toute personne demandant à exécuter des travaux de prospection d'hydrocarbures sur un ou plusieurs périmètres. Cette autorisation de prospection est délivrée pour une durée maximale de deux (2) années.»²

¹ KPMG, *Guide des hydrocarbures*, 2007.

² Règlement N°20 du 28 avril 2005 complété modifié par l'ordonnance 06-10 relatif aux hydrocarbures.

L'autorisation de prospection n'aura plus lieu dès qu'un contrat de recherche et/ou d'exploitation est signé. En conséquence, tout périmètre objet d'un contrat de recherche et/ou d'exploitation ne peut donner lieu à une autorisation de prospection. Le contrat de recherche et/ou d'exploitation a la primauté sur l'autorisation de prospection.

L'autorisation de prospection contraint l'intervenant de fournir à ALNAFT toutes les données et résultats issus de ses travaux.

2.4.1.1. Le contrat de recherche et/ou d'exploitation

L'ensemble des activités de prospection ainsi que les forages visant à mettre en évidence les gisements d'hydrocarbures font partie de la recherche, conformément à l'article 5 de la loi 05-07 relative aux hydrocarbures. Et les travaux permettant l'extraction et le traitement des hydrocarbures, pour les rendre conformes aux spécifications de transport par canalisation et de commercialisation constituent les activités d'exploitation selon le même article.

L'investisseur qui désire exercer une activité dans la recherche et/ou l'exploitation des hydrocarbures doit, au préalable et obligatoirement, conclure avec ALNAFT soit un contrat de recherche et d'exploitation, soit un contrat d'exploitation lorsqu'il s'agit d'un gisement déjà découvert.

La différence substantielle entre une autorisation de prospection et un contrat de recherche et/ou d'exploitation réside dans le fait que ce dernier peut effectuer des forages afin de s'assurer de l'existence des hydrocarbures.

2.4.1.2. Le contrat d'exploitation

Le contractant désirant exploiter des hydrocarbures peut conclure directement un contrat d'exploitation sur un gisement déjà découvert, ou bien suite à la conclusion d'un contrat de recherche et d'exploitation.

Dans le premier cas, ALNAFT doit lancer un appel à la concurrence en deux phases selon l'article 34 de la loi 05-07 modifiée et complétée par l'ordonnance 06-10. Et la période de son exécution varie 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 par contre de trente ans dans le cas de l'exploitation d'un gisement de gaz sec.

Dans le second cas, dès que le contractant découvre un gisement commercialement exploitable, il doit obligatoirement faire une notification de la déclaration de commercialité à ALNAFT, et « soumettre un projet de plan de développement accompagné d'une estimation

des coûts de développement et d'une délimitation du périmètre d'exploitation »¹ pour approbation.

Les contractants ayant découvert un gisement commercialement exploitable peut bénéficier suite à sa demande d'une autorisation anticipée de production d'une durée ne dépassant pas les douze (12) mois à partir de la date d'attribution de cette autorisation par ALNAFT.

2.4.1.3. La concession de transport par canalisation

Le transport par canalisation était sous le règne de loi 86-14 consacré exclusivement à l'entreprise nationale Sonatrach. Cette situation a failli disparaître dans la loi 05-07 avant modification, en ouvrant la porte devant toute personne ayant bénéficié d'attribution de concession octroyée par arrêté du ministre chargé des hydrocarbures (art 68 de la loi 05-07 avant modification) pour exercer dans le domaine. Les pouvoirs publics ont fait marche arrière, et ont modifié la loi par ordonnance présidentielle le 29 juillet 2006 pour revenir à la situation initiale.

Cette loi modifiée et complétée a rendu à la Sonatrach SPA une partie de ces prérogatives reconnue par l'ancienne loi (86-14) en stipulant dans son article 68 que « les activités de transport par canalisation peuvent être exercées par :

- l'entreprise nationale SONATRACH - SPA ou,
- toute société de droit algérien, constituée de toute personne et de l'entreprise nationale SONATRACH -SPA qui doit participer dans ladite société à un taux minimum de 51 %.

L'entreprise nationale SONATRACH - SPA bénéficie de l'attribution de concession octroyée par arrêté du ministre chargé des hydrocarbures lorsque ladite société de droit algérien exerce les activités de transport par canalisation.

Cet article proclame clairement que toute personne désirant exercer une activité de transport par canalisation autre que la Sonatrach SPA, doit entrer en participation avec celle-ci sans pour autant avoir un taux de participation dépassant les 49%, avec une obligation de constituer une société du droit Algérien, et c'est l'entreprise nationale Sonatrach SPA qui va bénéficier de la concession.

La concession est délivrée dans le cadre de la loi 05-07 avant amendements à toute

¹ Règlement N°47 du 28 avril 2005 complété modifié par l'ordonnance 06-10 relatif au hydrocarbure.

personne sélectionnée suite à un appel à la concurrence. Toutefois, l'ordonnance modificative de 2006 impose que la concession soit octroyée par l'entreprise nationale Sonatrach même si elle est en association.

La concession est attribuée, sur recommandation de l'autorité de régulation des hydrocarbures, que par un arrêté du ministre chargé des hydrocarbures.

Une concession de transport par canalisation est accordée pour une durée ne dépassant les cinquante (50) ans, et le droit du libre accès des tiers moyennant un paiement d'un tarif non discriminatoire aux infrastructures de transport reste garanti par la loi¹.

2.4.1.4. Le raffinage et transformation des hydrocarbures

L'activité du raffinage est exercée par l'entreprise nationale Sonatrach spa seule, ou en association avec toute autre personne à condition que le taux de participation de ce dernier ne dépasse les 49%. Par contre, les activités de transformation, qui regroupent celles de séparation des gaz du pétrole liquéfiés, la liquéfaction du gaz, la transformation du gaz en produits pétroliers ou tout autre produits, la pétrochimie, gazochimie et gaz to liquides (GTL) peuvent être exercés par toute personne désirant sans obligation de s'associer avec Sonatrach.

Toutefois, pour exercer l'une des activités précitées, l'intervenant doit disposer d'une autorisation pour l'installation des ouvrages et leur exploitation.

2.4.1.5. Le stockage, transport et distribution des produits pétroliers

Les activités de stockage, de distribution et de transport par canalisation des produits pétroliers peuvent être exercées par toute personne disposant d'une autorisation lui permettant la construction et l'exploitation des ouvrages nécessaires à l'activité choisie.

Les procédures d'obtention des autorisations nécessaire à l'exercice de l'une des activités Suscites relève d'un texte réglementaire qui tarde à venir.

Pour effectuer le transport par canalisation des produits pétrolier, toute personne a droit d'accès aux infrastructures de transport par canalisation et de stockage suite à un paiement d'un tarif non discriminatoire.

Conclusion

Le secteur pétrolier demeure le premier facteur de développement des pays en raison

¹ KPMG, *guide des hydrocarbures* commentaire sur la loi 05-07 du 28 avril 2005,2007.

de l'apport important qu'il engendre sur le plan fiscal que sur le plan des ressources en devises.

L'Algérie a des réserves très importantes en matière de pétrole et de gaz. De ce fait, elle tendra à utiliser ces derniers d'une manière rationnelle et aussi efficace ce qu'elle permet d'engendrer des recettes importantes à travers sa stratégie d'encouragement des investissements étrangers surtout dans le secteur amont (industrie pétrolière).

L'économie algérienne est dépendante aux exportations pétrolières, pour cela l'Etat algérienne a mis en place des lois et règlements qui régissent ce secteur.

De fait de l'importance de ce secteur dans les recettes budgétaires et financières.

CHAPITRE II :
LE REGIME FISCAL DANS LE
DOMAINE DES
HYDROCARBURES

INTRODUCTION

L'économie algérienne demeure dépendante de sa rente énergétique à plus d'un titre : outre sa contribution directe à la formation du PIB (estimé à 16 238 milliards de dollars, soit une croissance de 3,3% en 2013)¹. Le secteur des hydrocarbures représente 97% des recettes d'exportation et 60% des recettes de l'Etat via la fiscalité pétrolière.²

De fait que ce secteur occupe une place importante et stratégique dans l'économie nationale, le législateur Algérien a mis en place plusieurs textes et lois réglementaires afin d'assurer les recettes au budget de l'Etat. Actuellement ce secteur est régi par deux textes législatifs à savoir :

- ❖ La loi 86/14 du 19 Aout 1986 relative aux activités de prospection, de recherche, d'exploitation et de transport par canalisation des hydrocarbures ;
- ❖ La loi 05/07 du 28 Avril 2005 relative aux hydrocarbures, publiée au journal officielle n°50 du 19 Juillet 2005.

Dans ce présent chapitre on va essayer d'étudier la fiscalité pétrolière en Algérie.

Ceci explique l'organisation de ce chapitre en deux sections : dans la première section on exposera la fiscalité pétrolière d'une manière générale, son évolution avant et après l'indépendance et la nationalisation qu'ont subie les hydrocarbures ainsi que une présentation chronologique des différentes lois sur les hydrocarbures et de voir les réformes que chaque loi a introduit par rapport à celle qui la précède. Quant à la seconde section on exposera l'analyse de la loi 86/14 de 1986 et la loi 05/07 de 2005.

Section 1 : régime fiscale des activités des hydrocarbures

Les activités de prospection, de recherche et d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux sont régies, actuellement en Algérie, par les dispositions de la loi 86/14 du 19 août 1986 modifiée et complétée et les textes pris en application, et la loi 05/07 du 28 avril 2005 modifié et complété par l'ordonnance 06/10 du 29 juillet 2006.

1. la fiscalité des hydrocarbures et son évolution :

1.1. La fiscalité pétrolière sous l'occupation françaises :

1.1.1. L'histoire de la recherche des hydrocarbures en Algérie et l'origine de droit pétrolier :

Après avoir déployé des efforts considérables, des gisements important furent découverts en 1956 dans le Sahara Algérien.

Toutefois , cette découverte a coïncidé avec la guerre de libération qui se prolongeait sur tout le territoire Algérien et qui a abouti à l'indépendance de l'Algérie en 1962 , ce qui n'a

pas permis à la France d'exercer longtemps sa souveraineté sur les hydrocarbures Algériens , mais en revanche les sociétés françaises continuaient à jouer un rôle important même après l'indépendance de l'Algérie.

L'ampleur qu'ont prise les recherches et les découvertes en Algérie et l'inexistence d'un cadre juridique régissant l'activité pétrolières, ont conduit le législateur français à appliquer le droit minier du 21 avril 1810 sur l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures en Algérie.

Ce dernier étant incompatible avec les particularités du domaine pétrolier ont poussé les autorités françaises a instauré un ensemble de décrets et de lois qui constitueront après un régime autonome et spécifiques aux activités pétrolières appelé « code pétrolier saharien ».

1.1.1.1. Le code pétrolier saharien

Devant l'importance des richesses pétrolières sahariennes, le gouvernement français a du abandonner l'application du régime minier commun (droit minier du 21 novembre 1810)¹ En instaurant un ensemble de décrets, qui constitueront un régime particulier et autonome régissant les activités appelées « le code saharien ».

➤ La redevance

La redevance est due sur les quantités extraites, elle est de 12,5% de la valeur départ champ des hydrocarbures gazeux et de 5 % des hydrocarbures gazeux, extraits dans les départements des OASIS et de la saoura.

Sont exclus du calcul de la redevance, les quantités d'hydrocarbures gazeux :²

- consommées pour les besoins de la production
- réintroduite dans les gisements
- perdues ou inutilisées

➤ l'impôt direct pétrolier (IDP)

D'après l'article 65 de l'ordonnance 58-111 du 22/11/1958, l'IDP est prélevé à raison de 50% du résultat brut.

Cet impôt est versé par la société chargé de l'extraction des hydrocarbures sur les bénéfices réalisés des ventes, la société ainsi que ses associés sont exonérés de tout autre impôt sur le résultat.

¹Document Sonatrach ,*norme comptable de l'industrie pétrolière*, p.5.

² Sonatrach /cpe.normes comptables de l'industrie pétrolières, p. 6.

En plus, les biens d'équipements et les services acquis dans le cadre des activités pétrolières sont exonéré des droits de douanes et taxes sur le chiffre d'affaires.

1.1.1.2. Des accords d'EVIAN aux nationalisations du 24/02/1971

➤ **Les accords d'EVIAN (18 mars 1962)**

Outre l'accord de cesser le feu en Algérie, les accords d'Evian ont prononcé la coopération entre l'Algérie et la France dans les différents secteurs pour assurer la continuité des efforts de mise en valeur des richesses du sous-sol algérien. Dans ces accords, l'Algérie affirme son respect à tous les droits attachés aux titres miniers et de transport. L'Algérie accordera aux sociétés françaises en matière de permis de recherche ou d'exploitation, la priorité pendant une durée de 6 ans.

➤ **La création de SONATRACH**

Les compagnies françaises, en vertu des textes du code pétrolier saharien, qui donnaient droit aux titulaires de concessions de construire leurs propres canalisations pour transporter leur production en cas d'insuffisance de la capacité d'évacuation installée, projetaient de construire une canalisation entre HAUD EL HAMRA et ARZEW.

L'Etat Algérien devant le refus des compagnies françaises d'une prise de participations de 51 au profit de l'Algérie, décida d'entreprendre seul la construction de cette canalisation.

Pour cela fut créée la SONTRACH par décret n°63-491 du 3 décembre 1963, la construction de cette canalisation a été confiée à l'entreprise anglaise constrictors John Brown (CBJ).

➤ **Les accords d'Alger de 1965**

Après trois ans de l'indépendance, l'Algérie a demandé la révision des clauses d'Evian, les deux parties (Algérie et France) se lançaient alors dans un cycle de négociations pour conclure ce qu'on appelle les accords de juillet 1965.

Les mesures prises par l'Etat algérien parmi ces mesures, on cite :

- La création d'une association coopérative (ASCOOP), Algéro-française, dans le but d'exercer l'exploitation des hydrocarbures dans un cadre associatif ;
- L'élargissement des compétences de la SONATARACH pour remplir sa mission au sein de l'ASCOOP. SONATRACH désormais peut investir dans toutes les activités pétrolières, c'est-à-dire dans l'exploitation, le transport et la commercialisation des

hydrocarbures, qui est devenue par décret 66/296 du 22 septembre 1966 « la société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures ».

▪ **Les éléments de la fiscalité pétrolière**

Il existe à cette époque trois composants de la fiscalité pétrolière, à savoir : la redevance, le fonds de reconstitution de gisements et l'impôt direct pétrolier.

❖ **La redevance**

Le taux de la redevance restaient les mêmes, c'est-à-dire :
12,5% de la valeur des quantités des hydrocarbures liquides et 5% pour les produits gazeux.

❖ **Le Fonds de Reconstitution de Gisements(FRG)**

Des sommes considérables ont été perdues par la constitution de ce fonds, car 25% de la valeur de départ qui échappent chaque année des produits extraits servant de base de calcul de la redevance ne peut dépasser en aucun cas 50% du bénéfice net et déposé au trésor. Vu l'importance de ces sommes, le fonds a été annulé par les accords d'Alger de 1965.

❖ **L'impôt direct pétrolier**

Selon les accords d'Evian, le taux du bénéfice imposable passible à l'IDP est de 50%. On peut dire que le régime fiscal appliqué pendant la période (1962- 1968) a reconduit les mêmes textes législatifs appliqués sous l'occupation française (ordonnance 58/1111 du 22 novembre 1958) malgré les tentatives de l'Etat algérien de faire changer les rapports de force qui s'est traduit par l'annulation du FRG et la création de la SONATRACH.

➤ **Les accords GETTY/ SONATRACH du 21/10/1968 :**

La diversification du partenariat, qui avait pour but l'enlèvement du monopole imposé par les sociétés françaises en application des accords d'Evian, a été entrepris avec la société américaine (Getty petroleum company). Ce partenariat a été concrétisé par la signature de l'accord GETTY- SONDOR qui a permis à SONATRACH d'acquérir plus d'avantages. Cet accord octroi à SONATRACH 51% des intérêts de GETTY qui détient 49% en Algérie.

Ces accords étaient pour l'Algérie, le point de départ d'une réelle introduction dans le domaine de l'énergie en étendant le champ de la SONATRACH.

L'Etat algérien se considère lésé de ses propres richesses, c'est pour cela que l'Algérie traçait le chemin vers les nationalisations.

➤ **Les nationalisations des hydrocarbures**

Le 24 février 1967, après les nationalisations des mines, l'Etat algérien songeait à la nationalisation des hydrocarbures.

Après la création de la SONATRACH, l'Algérie a entamé sa vague des nationalisations en commençant par la distribution des hydrocarbures.

En juin 1967, l'Algérie arrivait à devenir actionnaire majoritaire des sociétés d'origine anglo-saxonne.

Depuis la SONATRACH est devenue une société pétrolière à part entière.

Le 27/02/1971, après avoir compris que les français ne veulent pas adhérer à l'idée qui consiste en la récupération des richesses souterraines de l'Algérie, les nationalisations des hydrocarbures sont déclarées unilatéralement par le président de la république.

Ces changements sont résumés comme suit :¹

-La détention des titres miniers concernant l'exercice des activités pétrolières est limitée exclusivement à la SONATRACH ;

-Les entreprises étrangères qui désirent entreprendre des activités pétrolières en Algérie devraient s'associer avec SONATRACH qui sera majoritaire de 51% au minimum ;

-La redevance est considérée comme un impôt autonome et pas comme une avance et cela conformément aux dispositions du décret n° 71/100 qui a introduit la fiscalité de l'OPEP.

On peut dire, d'une manière générale, que les nationalisations ont procurée à l'Algérie du respect et de la considération au sein de l'OPEP qu'elle avait ralliée en 1969. L'Algérie confirme sa souveraineté politico-économique et signe son détachement du système colonial. Autrement dit, les nationalisations ont permis d'instaurer un système fiscal algérien différent de celui hérité de l'époque coloniale.

2. Le régime fiscal pétrolier applicable en Algérie

La part du surplus pétrolier appropriée par les pays exportateurs d'hydrocarbures correspond à leur prélèvement fiscal ; c'est-à-dire à la somme de la redevance et de l'impôt direct pétrolier.

Pour l'Etat algérien, la fiscalité pétrolière est sa principale ressource financière. En l'occurrence, nous nous intéresserons, dans ce qui suit aux modes de prélèvements de cette

¹ BENSSA Ahmed : *Fiscalité des activités pétrolières en Algérie* , mémoire de fin d'études en vue de l'obtention d'un diplôme de Post-Graduation Spécialisée en finances publiques, 1999- 2001, p.19.

même fiscalité selon la loi 86-14, la réforme du système fiscal introduite par la loi 05-07, l'ordonnance 06-10 et la nouvelle loi 13-01 et ses amendements.

2.1. Définition de la fiscalité pétrolière ¹

On peut définir la fiscalité pétrolière comme étant l'ensemble des prélèvements (impôts, redevance et taxes) effectués par la puissance publique à l'occasion de l'exploration, du transport, du raffinage, de la liquéfaction, de la consommation et de la commercialisation des produits pétroliers sur les marchés : local et international.

2.2. Les personnes assujetties

Toute personne établie en Algérie ou y disposant d'une succursale, ou organisée sous toute autre forme lui permettant d'être sujet fiscal. Il s'agit de : titulaire, contractant, concessionnaire et l'associé.

2.2.1. Le titulaire d'une autorisation de prospection

Autorisation de prospection est l'autorisation qui confère à son titulaire le droit non exclusif des travaux de prospection dans un ou plusieurs périmètres.

L'autorisation de prospection peut être accordée par l'agence nationale pour la valorisation des hydrocarbures (ALNAFT), après approbation du ministre chargé des hydrocarbures, à toute personne demandant à exécuter des travaux de prospection d'hydrocarbures sur un ou plusieurs périmètres. Cette autorisation de prospection est délivrée pour une durée minimale de deux (2) années², selon des procédures et conditions établies par voies réglementaires.³

2.2.2. Le contractant

Le contractant dans le marché pétrolier algérien est l'entreprise nationale SONATRACH-SPA et toute personne signataire du contrat de recherche et d'exploitation ou de contrat d'exploitation des hydrocarbures.⁴

¹ BEALLAOUA, Houria : *l'impact de la fiscalité pétrolière sur la croissance économique en Algérie*, Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention d'un diplôme de Post-Graduation Spécialisée en finances publiques IEDF, 2013, p.11.

² Règlement N°05-07 de l'ordonnance 06-10 du 29 juillet 2006 publié au journal officiel n° 48 relatif au hydrocarbure

³ Règlement Décret exécutif n°07-294 de 26 septembre 2007 fixe les procédures et conditions d'octroi de l'autorisation de prospection des hydrocarbures

⁴ Règlement N°06-10 du 29 juillet 2006 modifiant et complétant la loi n° 05-07 de 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures.

Le contrat de recherche et/ou d'exploitation est conclu suite à un appel à la concurrence conformément aux procédures par voie réglementaire qui définit :

- les critères et les règles de pré-qualification ;
- les procédures de sélection des périmètres à offrir en concurrence ;
- les procédures de soumission des offres ;
- les procédures d'évaluation des offres et de conclusion des contrats.¹

Le contractant doit satisfaire aux normes et standards édictés par la réglementation en matière de : sécurité industrielle, protection de l'environnement et technique opérationnelle.²

2.2.3. Concessionnaire

Le concessionnaire est l'entreprise nationale SONATRACH-SPA ou une de ses filiales qui bénéficie, à ses risques, frais et périls, d'une concession de transport par canalisation.³

L'entreprise nationale SONATRACH ou l'une de ses filiales bénéficie d'une concession octroyée par arrêté du ministre chargé des hydrocarbures pour une durée minimale de trente (30) ans. Elle assure le transport de toute production d'hydrocarbure, à partir du point d'entrée au système de transport par canalisation.

Les termes et les conditions de l'octroi de la concession ainsi que ceux des droits de passage sont définis et précisés dans le cahier des charges relatif à la concession.⁴

2.2.4. Associé

L'associé est une personne membre d'une association dans le cadre des contrats de recherche et/ou d'exploitation des hydrocarbures conclu entre SONATRACH-SPA et un ou plusieurs partenaires étrangers sous le régime de la loi 86/14 du 19 août 1986.

Deux types d'associés sont à retenir :

- ceux des sociétés et entreprises établies de droit algérien ;

¹ Règlement N°05-07 du 28 Avril 2005 relative aux hydrocarbures, publiée au JO n°50 du 19 Juillet 2005 relative au hydrocarbure L'ensemble des procédures de sélection, de soumission et d'évaluation des offres d'appel à la concurrence sont fixées dans le décret exécutif n°07-184 du 9 juin 2007.

² Règlement N°13-01 du 20 février 2013, modifiant et complétant la loi 05/07 Article 45 publiée au JO n°11 du 24 février 2013

³ Règlement n°13-01 du 20 février 2013 modifiant et complétant la loi 05/07 Article 5 publiée au JO n°11 du 24 février 2013

⁴ Règlement n° 13-01 du 20 février 2013, modifiant et complétant la loi 05-07 Articles 68,71 et 73 publiée au journal officiel n°11 du 24 février 2013.

- ceux des sociétés non établies intervenant dans un cadre contractuel.¹

Après avoir étudié le champ d'application de la fiscalité pétrolière, il y a lieu maintenant de préciser le régime fiscal applicable aux sociétés exerçant dans le secteur pétrolier. Actuellement ces sociétés sont soumises aux impositions édictées par la loi 05-07 modifiée et complétée.

Avec cette loi, ces sociétés désignent un opérateur économique qui s'occupe de toute la gestion des contrats conclus ainsi que des déclarations fiscales.

Il y a deux cadres juridiques qui réglementent les sociétés pétrolières :

- ❖ la loi 86-14 pour les sociétés étrangères associées de SONATRACH ayant conclu un contrat d'association régie par la loi 86-14 ;
- ❖ la loi 05-07 pour les contrats de recherches et d'exploitation des hydrocarbures ainsi que ceux de partage de production.

2.3. Le régime fiscal dans le cadre de la loi 86-14

Afin de compenser la perte des revenus, causés par la crise pétrolière de 1986, l'Etat algérien a mis en place un instrument, une fiscalité adaptée, qui encouragera l'investissement étranger dans le secteur des hydrocarbures.

La loi 86-14 du 19 août 1986 amendée par la loi 91-21 du 04 décembre 1991 est promulguée pour définir le régime juridique des activités de prospection, de recherche, d'exploitation et de transport des hydrocarbures ainsi que les ouvrages et installations permettant leur exercice d'une part, et les droits et obligations des entreprises exerçant dans les activités susvisées d'autre part². En outre, elle confirme la propriété de l'Etat sur les réserves d'hydrocarbures et confère les monopoles de prospection, de recherche et d'exploitation des hydrocarbures aux entreprises publiques algériennes³ avec possibilité de conclure des contrats avec des opérateurs étrangers dans les domaines de la prospection, recherche et exploitation.

La loi 86-14 amendée par la loi 91-21 prévoit trois types de prélèvements : la redevance sur la production, l'impôt sur le résultat et l'impôt sur la rémunération du partenaire étranger.

La loi 86-14 s'applique aux activités suivantes :

¹ Séminaire ENSP : « Journées d'information sur la fiscalité (fiscalité –aspect contractuel) »

² Règlement N°86-14 du 19 août 1986, Art. 01.

³ Règlement N° 86-14 du 19 août 1986, Art. 03.

- Exploration/production (Amont) ;
- Transport par canalisation (TRC) ;
- Liquéfaction (LTH).

2.3.1. La redevance :

La redevance est appliquée aux quantités d'hydrocarbures produites par les gisements après avoir subi des traitements au champ. En d'autres termes, elle est calculée sur les quantités sortant des centres principaux de collecte (CPC), valorisées du mois précédent selon des prix de base notifiés par le Ministère de l'Energie et des Mines comme suit : ¹

- Des prix fixés par voie réglementaire pour les hydrocarbures liquides destinés à l'exportation, sans que ces prix ne puissent être inférieurs aux prix réels de vente à l'export ;
- Les prix de vente réalisés pour les hydrocarbures gazeux exportés en l'état ;
- Les prix fixés par voie réglementaire pour les hydrocarbures destinés au raffinage et à la consommation sur le marché local ;
- Les prix FOB des produits raffinés réalisés à l'exportation lorsque ces derniers sont destinés au marché international.

Les prix de cession ou de transfert pour les hydrocarbures livrés au marché national.

La redevance est calculée selon la formule suivante :

$$R = (Q \cdot P) \cdot T (N - 1)$$

T (N- 1) : Taux de mois qui précède celui auquel la redevance est calculée.

Q : Quantité produite

P : prix fiscal

R : Redevance

➤ **Taux d'imposition** ²

Pour la détermination de la redevance, la loi 86-14 a prévu trois (3) taux (un général et deux particuliers) fixés en fonction des zones géographiques (zone N, zone A et zone B) des gisements exploités. Ces zones sont définies par le décret n°87-157 du 21 juillet 1987.

¹ Règlement N°86-14 du 19 août 1986, Article 44.

² Règlement 86-14 Articles 40 et 41 relative au hydrocarbure.

Ces taux sont les suivant :

- ✓ Taux général de 20% pour la zone N caractérisées par un accès facile et où existent des routes et des canalisations ;
- ✓ Taux particulier de 16.25% pour la zone A où l'accès est difficile mais située proche de la zone N ;
- ✓ Taux particulier de 12.50 % pour la zone B où l'accès est très difficile.

Le ministre de l'Energie peut accorder une réduction qui ne soit pas inférieur à 10% dans le cadre d'encourager les investissements dans les zones vierges, difficiles ou pauvres en infrastructures d'évacuation, l'augmentation du taux de récupération des réserves.

➤ **Déclaration et Paiement**

La redevance est acquittée mensuellement, en nature ou en espèce, au plus tard le 10^{ième} jour du mois suivant celui de la production, par voie de bordereaux avis de versement auprès de service de recouvrement de la DGE.

La SONATRACH doit établir déclaration provisoire (la redevance du mois (N) est calculée sur la base des quantités du mois (N) et des prix de base du mois (N-1) qui sont notifiés par le ministre chargé de l'énergie) et une déclaration définitive (a redevance calculée sur les prix du mois (N) notifiés par ledit ministre).

Une majoration de un pour mille (1%) est applicable en cas de retard dans le paiement ou la livraison de la redevance, sauf décision contraire de ministre de l'Energie.

2.3.2. L'impôt sur le résultat

➤ **Le Champ d'application**

L'impôt sur le résultat frappe les revenus tirés des activités de prospection, recherche et exploitation des gisements d'hydrocarbures.

➤ **La base d'imposition**

La base imposable à l'impôt sur le résultat est constituée par le résultat brut de l'exercice sous déduction de la redevance pétrolière et des charges d'exploitation, notamment les amortissements des dépenses engagées par sociétés.

Ainsi, l'assiette de cet impôt est constituée par la différence entre le chiffre d'affaires (valeur de la production vendue par SONATRACH ou livrée aux partenaires) et les charges déductibles (redevance, transport, coûts opératoires, amortissement des investissements de

recherche et ceux de développement ainsi que la rémunération brute du partenaire).¹

L'exercice servant de base au calcul de l'impôt est égal à douze (12) mois et doit coïncider à l'année civile. Si l'exercice est inférieur à 12 mois, il doit être compris dans l'année civile.²

L'IDP est calculé selon la formule suivante :

$$IDP = t. (CA - C_s - R)$$

$$\text{Quand } CA = \sum Q_i P_i + \sum Q_e P_e$$

Avec : **t** = Taux d'imposition ; **CA** = Chiffre d'affaires ; **Qi** = Quantités livrées au marché intérieur ; **Pi** = Prix de cession des produits livrés au marché intérieur ; **Qe** = Quantités livrées au marché extérieur ; **Pe** = Prix de base pour les produits livrés au marché extérieur ;

Cs = Charges de structures budgétisées (y compris les charges de transport et de liquéfaction)

R = Redevance.

➤ Liquidation de l'impôt

Divers taux sont applicables selon la nature de l'activité effectuée ³

▪ Pour les activités Amont : concernant les activités de recherche et exploitation des gisements, la loi a fixé trois taux selon les zones où se situent les gisements exploités comme en matière de la redevance :

- taux général de 85% pour la zone N ;
- taux particulier de 75% pour la zone A ;
- taux particulier de 65% pour la zone B.

Ainsi, un taux minimum de 42% peut être appliqué dans le cadre d'encourager l'exploration dans les zones présentant des difficultés.

¹ Présentation au symposium sur la fiscalité pétrolière, faite par la direction exécutive finances de SONATRACH le 29/11/2004.

² Règlement N°86-14 Article 51 relative au hydrocarbure.

³ Règlement N°86-14 Article 48,49 relative au hydrocarbure.

Pour les activités de transport et liquéfaction : un taux de 38% est applicable.

Cet impôt est payable par acomptes provisionnels mensuels au plus tard le 25 du chaque mois qui suit celui au titre duquel ils sont dus.¹

L'acompte mensuel de l'impôt sur le résultat est déterminé comme suit :

Acompte mensuel=chiffre d'affaires mensuel – charges du mois concerné
--

Les modalités de calcul de cet acompte diffèrent d'une activité à une autre

L'IDP doit être payé mensuellement sous forme d'acomptes et doit être versé sans avertissement avant le 25 du mois qui suit celui au titre duquel il est dû.

Les modalités de calcul de cet acompte diffèrent d'une activité à une autre.

Pour l'activité Amont :

L'acompte mensuel =chiffre d'affaires mensuel – charges du mois concerné

Chiffre d'Affaires mensuel est calculé sur la base du Chiffre d'Affaires provisoire plus ou moins la régularisation. En d'autres termes, il est égal aux quantités N-1 valorisées N-2 plus ou moins la régularisation prise en compte des prix définitif au mois N-2 connus en mois N.

Les charges à déduire sont constituées par la somme de montant réel de la redevance N-1, de 1/12^{ème} de budget des charges de structures, de 1/12^{ème} des budgets de transport (montant réel seulement pour SONATRACH) et de 1/12^{ème} des budgets de liquéfaction.

La régularisation du solde se fait de deux manières :

Récupérer le précompte si le montant des acomptes est supérieur à l'impôt dû,

liquider sans avertissement préalable après déduction des acomptes réglés au plus tard le 31 mars de l'année suivante dans le cas contraire.

Toute retard du paiement entraîne une majoration de un pour mille (1%) par jour de retard.

¹ Règlement N°86-14 Article 55 relative au hydrocarbure.

2.3.3. L'impôt sur la rémunération du partenaire étranger :

La rémunération est l'ensemble des sommes payées en exécution d'un contrat (de travail, d'apprentissage), d'un statut, d'un abonnement ainsi que celles qui sont payés aux personnes qui, autrement qu'en vertu d'un contrat de travail, fournissent des prestations de travail sous l'autorité d'une autre personne.¹

La rémunération dans le secteur pétrolier en Algérie est la part de la production accordée à l'associé étranger dans le cadre d'un contrat de partage de production ou d'un contrat de services à risque. En tout état de cause, la rémunération ne peut excéder le pourcentage de participation de l'associé étranger fixé à 49 %

Cette rémunération, qui peut être fournie en nature ou en espèces, est destinée à rembourser les dépenses de l'associé étranger engagées dans la recherche et la découverte de gisements commercialement exploitables.

La rémunération de l'associé est déterminée nette d'impôts. Ainsi, l'associé perçoit sa part après déduction de la redevance pétrolière, des amortissements des dépenses d'investissement selon un ordre fixé par la réglementation (coûts opératoires et coûts de transport investissements de recherches sur une période de 4 ou 5 ans et enfin les investissements de développement sur la même période également) et les autres charges d'exploitation.

La part de production correspondant à cette rémunération est livrée FOB, port de chargement.

De ce fait, un impôt sur la rémunération est mis en place.

➤ **Champ d'application :**

L'impôt sur la rémunération est applicable sur :

- ✓ Les contrats de partage de production ;
- ✓ Les contrats de service à risque.

➤ **Liquidation de l'impôt :**

¹ Forges, et Kluwer Pratique de droit : *la cession de rémunération et la délégation des sommes*, édition juridique Belgique, 1998, p.23-24.

La rémunération nette est convertie en rémunération brute à laquelle un taux de 38% est applicable pour avoir le montant de l'impôt à payer.

$$\text{L'impôt sur la rémunération} = (\text{la rémunération nette} / 1 - 0.38) \times 38\%$$

En d'autres termes, la base imposable de l'impôt sur la rémunération est constituée par la rémunération augmentée du montant de l'impôt dû, déduction de la redevance et des autres charges.

Cet impôt est calculé et versé par SONATRACH au nom et pour le compte de l'associé étranger avant le 25 du mois suivant celui de la production suivant le mode d'acompte mensuel (1/12^{ième} de montant de l'impôt dû au titre de l'exercice précédent). Pour les procédures de paiement: le partenaire lui-même est tenu de calculer l'impôt, d'établir les déclarations fiscales et ensuite les transmettre à SONATRACH pour l'établissement des chèques et le paiement de l'impôt au niveau de service de recouvrement au niveau de la DGE.

Les procédures de régularisation sont les mêmes que celles de l'impôt sur le résultat.

La fiscalité pétrolière totale (FP) est donc la somme de la redevance sur la production, de l'IDP sur la production et de l'impôt sur la rémunération. Les recettes de la fiscalité pétrolière collectées par l'Etat sont déterminées sur la base d'une formule algébrique qui s'exprime ainsi

$$\text{FP} = \text{R} + \text{IDP} + \text{impôt sur la rémunération}$$

2.4. Les aménagements du régime fiscal de 1991 :

La loi 86-14 est amendée deux fois : en septembre et en décembre, et ce, dans le but de permettre à l'entreprise nationale de recourir à des formules de partenariat avec des sociétés pétrolières.

-Les amendements de septembre 1991 : ils permettent aux compagnies pétrolières de bénéficier d'un crédit fiscal dans leur pays d'origine.

-Les amendements de décembre 1991 : ils prévoient

- ✓ Le droit des compagnies pétrolières à la production du gaz ;
- ✓ La participation des compagnies pétrolières aux gisements déjà existants ;
- ✓ Le financement, la réalisation et l'exploitation des canalisations par les compagnies pétrolières étrangères uniquement pour le compte de SONATRACH ;

- ✓ Des abattements fiscaux significatifs pour l'IDP et la redevance et qui ne doivent pas être inférieurs à :
 - 10% pour la redevance ;
 - 42% pour l'IDP.

Nous venons de voir les réformes adoptées concernant la technique de collecte de la fiscalité pétrolière. En examinant l'histoire des réformes touchant au secteur des hydrocarbures, nous avons vu qu'elles n'ont qu'un seul objectif ; celui de garantir de substantiels revenus pétroliers et de compenser la perte de rentrées fiscales par le renforcement de la production des hydrocarbures. La loi 86-14, qui a subi des réformes en 1991, ouvre les portes de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures aux entreprises étrangères, afin de résister au choc de la crise des prix de 1986.

2.5. Le régime fiscal dans le cadre de la loi 05-07

La loi 05- 07 du 28 avril 2005 est une réforme qui régit le domaine des hydrocarbures liquides et gazeux sur le sol et le sous-sol algérien. Elle est introduite non pas pour effacer les réformes précédentes (celles de 1986 et de 1991) mais pour renforcer le cadre fiscal existant et de nous permettre aussi de définir le régime juridique des activités de recherche, d'exploitation, de transport par canalisation, de raffinage, de transformation des hydrocarbures, de commercialisation, de stockage, de distribution des produits pétroliers ainsi que des ouvrages et installations permettant leur exercice .

Il est à noter que le ministre chargé des hydrocarbures veille à la valorisation optimale des ressources nationales d'hydrocarbures¹.

2.5.1. Le nouveau système applicable

Au terme de l'article 83 de la loi 05-07, le régime applicable aux activités de recherche et/ ou d'exploitation définis par les distributions de la présente loi consiste en :

- Une taxe superficielle ;
- Une redevance ;
- Une taxe sur le revenu pétrolier (TRP);
- Un impôt complémentaire sur le résultat (ICR) ;

¹ Règlement N°05-07 du avril 2005 Article 11 relative au hydrocarbure.

- Un impôt foncier sur les biens autres que les biens d'exploitation ;
- Ainsi que les droits et taxes prévus dans les articles 31,52, 53 et 67 de la présente loi :
Taxe de Transfert(TTR), Taxe de Torchage (TTO), Taxe d'Utilisation d'Eau (TUE),
Taxe de Crédit d'Emission de Gaz (TCE), Taxe sur les Profits Exceptionnels (TPE).

Au terme de l'article 19 de la loi 05-07, le domaine national relatif aux hydrocarbures est subdivisé en quatre zones géographiques appelées zones A, B, C et D.

2.5.1.1. La taxe superficielle

La taxe superficielle est une taxe non déductible pour le calcul des autres impôts, payable annuellement au trésor public en dinars algérien (DA) ou en dollars des Etats Unis d'Amérique (US \$).

➤ **Le champ d'application**

Cette taxe est applicable sur tous les périmètres contractuels dont SONATRACH est titulaire et sur toute la durée de ces contrats, ainsi que les partenaires étrangers (en cas de nouveaux contrats).

➤ **La détermination de la taxe**

Elle est calculée sur la base de la superficie du périmètre, objet du contrat, à la base d'échéance de chaque paiement. D'une manière générale, le montant de la taxe est déterminé en fonction de la période de la zone¹où se situe le périmètre contractuel.²

Chaque paiement est calculé sur la base de la superficie et les tarifs (voire l'annexe n°)

L'actualisation de ces montant se fait comme suit : le taux de change moyen à la vente du US \$ en dinars du mois calendaire précédent chaque paiement, divisé par 80 et multiplié par le montant de la taxe fixé ci-dessus.

➤ **Le paiement de la taxe**

Le paiement s'effectue annuellement au niveau de la recette des impôts de la DGE. ALNAFT doit assurer le paiement de la taxe au trésor public.

2.5.1.2. La redevance :

➤ **Le champ d'application**

La redevance est due sur les quantités extraites de chaque périmètre d'exploitation.

¹ Règlement N°05-07 l'article 19 relative au hydrocarbure.

² Règlement n°05-07 relative au hydrocarbure.

Elle s'applique aux produits suivants : le pétrole brut, le condensât, le GPL et le Gaz naturel.

➤ **Détermination de l'assiette**

L'assiette est constituée par les quantités extraites multipliées par la moyenne mensuelle des prix de base.

La redevance est établie sur les quantités produites et décomptées après les opérations de traitement avant le point de mesure.

Sont exclus de calcul de la redevance les quantités d'hydrocarbures qui sont :

- ✓ Soit consommées pour les besoins directs de la production ;
- ✓ Soit perdues avant le point de mesures ;
- ✓ Soit réintroduites dans le ou les gisements faisant l'objet d'un seul et même contrat.

Les prix de base pour le calcul de la redevance sont les moyennes du mois calendaire précédant le mois pour lequel les paiements sont dus. Ces prix sont :¹

- ✓ pour le pétrole, les GPL, le butane et le propane, produits en Algérie, c'est le prix FOB publié par une revue spécialisée incontestable ;
 - ✓ pour le condensât produit en Algérie, c'est le prix FOB publié par une revue spécialisée incontestable, ou en l'absence de publication, des prix notifiés par ALNAFT ;
 - ✓ pour les produits pétroliers et les hydrocarbures destinés au marché national, c'est le prix en vigueur durant l'année civile considérée fixé par voie réglementaire ;
 - ✓ pour les quantités de gaz destinées à un contrat de vente de gaz à l'exportation ; le prix de base est le prix le plus élevé parmi les prix suivants : le prix découlant du contrat pour le mois précédent ou la moyenne pondérée par les volumes des prix de mois précédant le mois pour lequel la redevance est due ;
 - ✓ pour les quantités de gaz destiné à un contrat au marché national, le prix de base est le prix de vente appliqué au marché national en vigueur durant l'année civile concernée fixé par voie réglementaire ;
 - ✓ pour l'achat de gaz pour les besoins de la récupération assistée, le prix de base est le prix librement négocié entre le vendeur et l'acheteur.

➤ **Liquidation :**

¹Règlement N° 05-07 modifiée et complétée par la loi 01-13 du 20 février 2013 publié au journal officiel n°11 du 24 février 2013, Article 90.

Ladite loi ne fait référence qu'aux taux de conversion en bep à notifier par ALNAFT.

Les taux de conversion sont les suivants (Voire l'annexe n°1)

La redevance est égale à la valeur de la production multipliée par le taux.

Les taux sont fixés en fonction de deux critères : la production journalière exprimée en baril équivalent du pétrole par jour (inferieur ou égale, supérieur100.000) et la zone. Ces taux sont fixés (voir l'annexe n°2).

➤ **Paiement**

La redevance est déductible pour le calcul de l'ICR et de la TRP. Elle est payable mensuellement à ALNAFT avant le 10 de chaque mois. Tout retard dans le paiement entraine une majoration de un pour mille par jour de retard.

2.5.1.4. Taxe sur le revenu pétrolier TRP

Le revenu pétrolier est passible d'une taxe dite taxe sur le revenu pétrolier, déterminée annuellement sur la base de la valeur de la production annuelle valorisée de la même manière que la redevance moins les déductions autorisées.

Cette taxe est déductible pour le calcul de l'ICR. Elle est payée mensuellement en 12 acomptes provisoires.

Calcul de revenu pétrolier :

Le revenu pétrolier = la valeur de la production annuelle – les déductions autorisées

Valeur de la production annuelle : se détermine comme en matière de la redevance :

Quantités soumises à la redevance X prix de base – tarif de transport.

Les déductions autorisées :

La redevance payée avant le 10 du mois pour le périmètre d'exploitation concerné.

-Les tranches annuelles d'investissement d'exploration et de développement :

- ✓ La nature de ces investissements sont définis dans le décret exécutif n°07-147 du 20 mai 2007 ;
- ✓ Ces investissements bénéficient d'un up lift de 15% dans les zones A et B et de 20% dans les zones C et D avec des taux d'amortissement respectifs de 20% et 12,5% ;
- ✓ Les investissements de récupération assistée bénéficient d'un up lift et d'un taux

d'amortissement de 20% dans toutes les zones ;

- ✓ Il est tenu compte du douzième de la tranche du budget relatif à chaque périmètre d'exploitation.
- Les provisions pour abandon et restauration des sites : Il est tenu compte du douzième de la provision annuelle.
- Les frais de formation des ressources humaines nationales : Il est tenu compte du douzième de la dotation budgétaire allouée au périmètre.
- Le coût d'achat du gaz pour la récupération assistée.

Pour les périmètres objet de contrats parallèles, il y a lieu de déduire également : la rémunération de l'associé étranger dans les contrats d'association et l'impôt sur cette rémunération.

➤ Le taux et le calcul de la TRP

Pour les besoins du calcul de la TRP, on utilise les taux fixés dans le tableau suivant : (PV : est la valeur de la production annuelle des hydrocarbures).

Tableau n °5 :Les taux fixes de la TRP

PV exprimée en 10 ⁹ DA telle que définie à l'article 86	Premier seuil S1	70
	Deuxième seuil S2	385
Taux de la TRP	Premier niveau	30%
	Deuxième niveau	70%

Source : Loi 05- 07 du 28 avril 2005, article 87, page 22.

La TRP est calculée en appliquant les taux ci-dessus au revenu pétrolier en utilisant les deux niveaux et les deux seuils¹.

- ✓ Lorsque la PV est inférieure ou égale au seuil S1, la TRP est calculée en utilisant le taux relatif au premier niveau ;
- ✓ Lorsque la PV est supérieure ou égale au seuil S2, la TRP est calculée en utilisant le taux relatif au deuxième niveau ;
- ✓ Lorsque la PV est supérieure au seuil S1 et inférieure au seuil S2, on utilise la formule suivante pour le calcul du taux de la taxe sur le revenu pétrolier :

$$40 / (S2-S1)*(PV-S1) +30$$

2.5.1.5. L'impôt complémentaire sur le résultat (ICR) :

Au terme de l'article 88 de la présente loi, chaque personne participant au contrat est soumise à un ICR calculé au taux de l'impôt sur le bénéfice des sociétés (IBS) selon les termes et les conditions en vigueur à la date du paiement et les taux d'amortissement.

A cet effet, chaque personne peut consolider les résultats de l'ensemble de ses activités en Algérie, objet de la présente loi. La liste de ces activités est définie par voie réglementaire.

- Charges déductibles :

- ✓ Le montant de la redevance ;
- ✓ Le montant de la TRP ;
- ✓ Les dotations aux amortissements, conformément à la législation en vigueur et dans la limite des taux d'amortissement prévus en annexe de la loi sur les hydrocarbures ;
- ✓ Les provisions pour faire face aux coûts d'abandon et/ou de restauration de site ;
- ✓ La part de la production au titre de la rémunération de l'associé étranger et de l'impôt sur cette rémunération conformément à l'article 102 de la loi 05-07 sus visée.

➤ **Le taux de l'ICR**

Chaque personne participant au contrat est soumise à l'ICR au taux de l'IBS.

➤ **Le paiement de l'ICR**

Selon l'article 95 de la présente loi, l'impôt complémentaire sur le résultat 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. Les modalités de calcul de l'ICR sont définies par voie réglementaire.

2.5.1.6. Les taxes spécifiques

➤ **Taxe sur le torchage du gaz¹**

Le torchage du gaz est prohibé, Cependant exceptionnellement pour des durées qui ne peuvent excéder 90 jours, une autorisation est accordée par ALNAFT en s'acquittant d'une taxe spécifique payable au trésor public, non déductible, de 8 000 DA/10³ de normaux mètres

¹ Règlement N°05-07 Article 52 relative au hydrocarbure.

cubes (Nm³).

Cette taxe est indexée sur la base d'une parité d'origine de 80 DA le \$ et un taux de change moyen à la vente du \$ en dinars du mois calendaire précédent chaque paiement.¹

➤ **Taxe sur l'utilisation de l'eau**

Elle est de 80 DA par mètre cube actualisable, versée annuellement au trésor public.²

Taxe spécifique sur l'utilisation, cession ou transfert de crédit d'émission de gaz à effet de serre :

une taxe est applicable sur toute utilisation, cession ou transfert de crédit d'émission de gaz à effet de serre qui sont approuvés par les ministres chargés de l'environnement et des hydrocarbures.³

➤ **Droit de transfert**

Les cessions de droits et obligations dans les contrats sont soumises à un droit de 1%, calculé sur la valeur de la transaction.

2.6. La modification de la loi 05- 07 par la l'ordonnance 06- 10

La commission des affaires économiques du développement de l'industrie du commerce et de la planification a tenu, une réunion mardi 26 septembre 2006, consacrée à l'audition de monsieur le ministre de l'énergie et des mines représentant du Gouvernement en présence des représentants de ALNAFT, sur le projet de loi portant approbation de l'ordonnance n° 06-10 du 03 rajeb 1427 correspondant au 29 juillet 2006 modifiant et complétant la loi n° 05-07 du 19 rabie aouel 1426 correspondant au 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures⁴.

D'après ce projet, ce texte a pour but de mettre en place de nouveaux arrangements permettant d'élargir les contrôles que l'Etat applique sur les hydrocarbures et les exploiter d'une manière rationnelle.

En ce qui concerne les arrangements que cette ordonnance comporte, ils sont au nombre de dix neuf (19), il s'agit des articles 05, 09, 12, 20, 32, 34, 44, 46, 48, 52, 53, 58, 68, 69, 70, 75, 77, 88 et 99. Monsieur le ministre a expliqué que les articles 05, 32 et 48 concernent les

¹ Présentation sur l'économie du développement et d'exploitation d'un gisement d'hydrocarbures, fait par M. Soudani, PED/AMT/2006.

² Règlement N°05-07 Article relative au hydrocarbure.

³ Règlement N° 05-07 modifiée et complétée, Article 67 relative au hydrocarbure

⁴ http://www.apn-dz.org/apn/french/activ_com/com_econom.htm consulter le (20/04/2018 à 21h30).

travaux de recherche et d'exploitation des hydrocarbures, ainsi que les articles 68, 69 et 70 intéressent le transport par canalisation, par contre l'article 77 concerne les activités de raffinage. L'article 58 est modifié spécialement pour SONATRACH dont ALNAFT fait l'objet d'une conciliation préalable dans les conditions convenues dans le contrat. A cet effet, toutes ces modifications obligent SONATRACH à participer d'un pourcentage qui ne doit pas être inférieur à 51% dans tous les contrats de recherche, d'exploitation et des activités de raffinage.

Par contre, l'article 12 de la même loi (05- 07), sa modification est caractérisée par le remplacement de la commission de consultation, qui s'est créée à l'agence des hydrocarbures, par l'agence nationale de contrôle et de régulation des activités dans le domaine des hydrocarbures.

L'article 44 quant à lui, il indique qu'en aucun cas, il ne saurait être établi par le contractant ou toutes autres parties, de lien direct ou indirect avec ALNAFT ou l'Etat et il ne saurait être formulé de réclamations, directement ou indirectement, par le contractant ou toutes autres parties, à l'encontre de ALNAFT ou de l'Etat, du fait de tous dommages ou conséquences, de quelque nature que ce soit, résultant des opérations pétrolières et/ou de leur conduite.

Dans tous les cas, les membres de l'agence (ALNAFT) expriment leur confiance vis-à-vis des réformes introduites par la loi des hydrocarbures afin de favoriser les activités de recherche, d'exploitation, de transport par canalisation et de raffinage et aussi pour renforcer le domaine de contrôle sur les contrats signés dans ce secteur sensible de l'activité économique, ce sont des arrangements qui permettent à l'Etat de conserver la priorité des ressources naturelles pour les générations futures.

L'énergie étant au cœur de la sécurité nationale, cela explique les amendements à la recherche de nouveaux gisements qui ne s'appliquent pas aux gisements actuellement en production. Suite à ce constat, un projet de la nouvelle loi sur les hydrocarbures vient de s'annoncer en 2013.

En effet, la loi 05- 07 a été modifiée et complétée par un nouveau texte relatif aux hydrocarbures. il s'agit de la loi 13- 01 du 20 février 2013. Nous verrons donc dans le prochain point, les réformes apportées par cette loi.

2.7. Les modifications introduites par la nouvelle loi 13- 01

Le gouvernement algérien vient d'apporter encore une fois des amendements à la loi des hydrocarbures au mois de janvier 2013 à l'APN.

La loi n° 13-01 du 20 février 2013 relative aux hydrocarbures a été publiée au Journal Officiel

n° 11 du 24 février 2013. Ce nouveau texte vient compléter et modifier l'ancienne loi n° 05-07 du 19 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 28 avril 2005. Ces modifications concernent les articles suivants :

Les articles 5, 7, 9, 10, 12, 13, 14, 17, 18, 19,20, 21, 22, 24, 25, 26, 29, 31, 32, 33, 34, 35, 37, 38, 43,45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 58, 59, 60, 63,68, 69, 71, 72, 73, 75, 77, 78, 82, 83, 84, 85, 87, 89, 90,91, 101 et 109 de la loi n°05-07¹.

La première nouveauté, très attendue, de la nouvelle loi concerne l'autorisation de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels, principalement les gaz de schiste.

Ces principales modifications ont pour finalité de faciliter les investissements, notamment étrangers dans l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures. Elles introduisent de nouveaux avantages fiscaux et fixent les grandes lignes de l'exploration et l'exploitation des énergies non conventionnelles ou gaz de schiste et quelques réaménagements concernant le transport de gaz et de pétrole par canalisations qui seront désormais dévolus exclusivement à SONATRACH.

➤ **Le gaz de schiste :**

L'Algérie est le quatrième exportateur de gaz au monde. C'est un pays qui a un important potentiel de gaz de schiste, que le législateur à travers cette nouvelle loi veut exploiter. Les réserves de gaz de schiste représentent environ 17.000 milliards de m³, c'est à dire quatre fois les réserves conventionnelles actuelles de l'Algérie.

C'est pourquoi, l'Algérie a décidé de développer cette énergie fossile non conventionnelle pour sécuriser son avenir énergétique.

L'Autorité de régulation des hydrocarbures (ARH) pourra imposer la réglementation en matière d'hygiène, de sécurité industrielle, d'environnement, de prévention et de gestion des risques majeurs, notamment la protection des nappes phréatiques et aquifères à l'occasion de l'exercice des activités objet de la présente loi.

➤ **Les nouvelles mesures pour les investissements étrangers et les mesures fiscales**

Il s'agit tout d'abord de nouvelles mesures fiscales incitatives qui sont annoncées. Elles ont pour finalité d'encourager les activités relatives aux hydrocarbures non conventionnels, aux petits gisements, à ceux situés dans les zones très faiblement explorées, notamment l'offshore, et aux gisements à géologie complexe et/ou manquant d'infrastructures.

C'est pour cela que la taxe superficiare et la redevance ont été modifiées par cette loi.

➤ **La taxe superficiare**

Selon l'article 84 de la loi 13- 01:

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

➤ La redevance

Pour les quantités d'hydrocarbures non conventionnels issues d'un périmètre d'exploitation ou les quantités d'hydrocarbures issues d'un périmètre d'exploitation de type « cas 3 » tel que défini à l'article 87 de la présente loi, le taux de redevance applicable à l'ensemble de la production est de 5%¹.

Par ailleurs, cette même loi a mis en œuvre la révision de la méthodologie du calcul du taux de la taxe sur le revenu pétrolier (TRP) qui sera désormais établi sur la rentabilité du projet au lieu du chiffre d'affaires.

➤ La taxe sur le revenu pétrolier (TRP)

Désormais, elle est basée sur la rentabilité du projet actualisée annuellement (coefficient R1 et R2 selon les périmètres considérés) et son taux va de 20 à 70%. Précédemment, le taux de la TRP, déterminé selon la valeur cumulée du chiffre d'affaires, était soit de 30 ou 70%.

Le tableau suivant nous montre les taux de la TRP appliqués.

Tableau n° 08 : Les taux appliqués pour le calcul de la TRP selon la loi 13- 01

		Cas 1	Cas 2	Cas 3
Taux de TRP	$R1 \leq 1$	20 %	30 %	20 %
	$R1 > 1$ et $R2 < 1$	$20 \% + 50 \% \times R2$	$30 \% + 40 \% \times R2$	$20 \% + 50 \% \times R2$
	$R2 \geq 1$	70 %	70 %	70 %

Source : Loi 013- 01 du 24 février 2013, article 87, page 18.

- Le cas 1 étant tout périmètre d'exploitation à l'exclusion des périmètres du cas 3 défini ci-dessous dont la production journalière maximale est inférieure à 50 000 bep.
- Le cas 2 étant tout périmètre d'exploitation à l'exclusion des périmètres du cas 3 défini ci-dessous dont la production journalière maximale est supérieure ou égale à 50 000 bep.

Il est entendu par « production journalière maximale », la production journalière moyenne maximale sur l'année calendaire durant la phase plateau, tel qu'indiqué dans le plan de développement approuvé par ALNAFT.

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

voie réglementaire.

Pour les besoins du calcul de la TRP pour les hydrocarbures non conventionnels, les coefficients R1 et R2 sont calculés conformément à l'article 87 de la présente loi.

- Si le coefficient R1 est inférieur ou égal à 1 :¹ Le taux de la TRP est égal à 10%.
- Si le coefficient R1 est supérieur à 1 et le coefficient R2 inférieur à 1 :

Le taux TRP = 10+30x R2

- Si le coefficient R2 est égal ou supérieur à 1 : Le taux de la TRP est égal à 40%.

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

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

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

Cette nouvelle loi énonce la mise en place d'un système d'écrémage des superprofits applicable aux bénéficiaires du taux réduit de l'Impôt complémentaire sur le résultat (ICR).

➤ **L'impôt complémentaire sur le résultat (ICR)**

Il s'apparente à un système d'écrémage des superprofits. Le taux d'imposition appliqué est de 19 % ou 80 % selon l'importance des bénéfices réalisés comme suit :

Chaque personne participant au contrat est soumise à un ICR fixé à 19%, selon les termes et conditions en vigueur à la date du paiement et selon les taux d'amortissement prévus en annexe de la présente loi.

Ledit taux est applicable tant que le coefficient R2 défini à l'article 87 ci-dessus est inférieur à 1.

Lorsque ledit coefficient R2 est égal ou supérieur à 1, le taux de l'ICR applicable est de 80%.

La nouvelle loi de 2013 soumet les compagnies pétrolières étrangères exerçant en Algérie à un contrôle fiscal qui devrait leur imposer le paiement de leur quote-part de redressements fiscaux éventuels. Dans l'ancienne réglementation, seule la société SONATRACH était considérée comme sujet fiscal et donc soumis au contrôle du fisc algérien.

Section 02 : Analyse de la loi 86/14 de 1986 et la loi 05/07 de 2005

1. Evaluation de l'apport de la loi 86-14 modifiée et complétée

1.1. L'évolution budgétaire

L'examen des données relatives à la fiscalité pétrolière et des dépenses d'équipements confirment bien une dépendance accrue de la rente aussi bien au niveau du budget qu'au niveau de son exécution et le « renforcement de la dépendance » lié aux lenteurs des réformes structurelles, largement exprimées par l'émergence de la mentalité conservatrice.

La lecture des données budgétaire sur une période relativement longue marquée par les principaux réajustement des prix de pétrole (1974,1997 et 2007) et la dévaluation de la monnaie nationale en 1991 , 1994 et 1995 qui ont été suivis par une élévation de la part de la fiscalité pétrolière dans les recettes globales.

La stabilisation des revenus du secteur des hydrocarbures à un niveau de 12 à 13 milliards de dollars entre 1980 et 1985, est du non seulement au prix , mais également au rôle croissant des exportations de gaz naturel et de ses sous-produits (condensats , GPL, etc) .

La chute brutale des prix pétrolière de 1986 qui révèle plus qu'elle n'est à l'origine de la crise de l'économie algérienne, a été un élément déclenchant des réformes économiques¹.

Il est constaté que les réformes de 1986 qui révèle plus qu'elle n'est ressenti qu'en 1989, car entre 1986 et 1989 , la moyenne d'évolution s'est stabilisée autour de 4 dans le même ordre d'idées , la progression chiffrée de 29 milliards de dinars entre 1989 et 1990 est due beaucoup à la dépréciation du dinars qu'à la progression de la production.

Cette stagnation du rendement entraine la révision en 1991 de la loi 86-14 qui se traduit par légère augmentation de 20%, mais l'utilisation des taux de change comme instrument de régulation favorise les corrections des montants de 359 milliard de dinars en 1995 et se situer autour de 520 milliards de dinars en 1996.²

A partir de 2001, les recettes retenues pour la fiscalité pétrolière se situent autour de 900 milliards de dinars pour le budget , alors qu'elles avoisinent les 1500 milliards de dinars pour le budget , alors qu'elles avoisinent les 1500 milliards de dinars en 2005 et la différence est versé au fonds de régulation.

¹ Mustapha Mekideche « Algérie entre économie de rente et économie émergente » dahlab , 200,page 83

² Document , Sid ali boukrami « syndrome pétrolier et projet de réforme »

Le fonds de régulation est corollaire inévitable du processus de naissance et de croissance de la dette publique pour éviter du processus et de croissance de la dette publique.

L'importance du pétrole demeure déterminante malgré cette procédure audacieuse qui consiste à réduire les demandes sectorielles et les dépenses publiques pour consacrer une partie des ressources à l'assainissement de l'économie et au remboursement de la dette publique.

1.2. Les résultats en matière de partenariat

Le cycle de partenariat ouvert par la loi 86/14 entame largement une deuxième décennie.

Cette période a connu des mises en œuvre de cycle complets de partenariat depuis l'approche préliminaire effectuée par les entreprises intéressées, la phase d'information générale, la consultation des données du sous-sol, les études d'évaluation, les étapes de négociations et de recherche production jusqu'aux travaux de recherche couronnés dans le cas d'une découverte commerciale par le développement de l'entrée en production.

De même que cette période a connu également des situations d'échecs relatifs en exploration et de retrait de partenaires étrangers des périmètres en association, elle a connu également des situations de mise en œuvre de contrats d'association sur l'exploitation de gisements algériens existants.

Les associés étrangers de SONATRACH ont effectué durant cette période, trente (30) découvertes, l'associé qui obtenu les résultats les plus fructueux est sans doute la société américaine ANADARKO qui a mis en évidence six gisements recelant des réserves en place appréciables, sur ces 30 découvertes, ont été réalisées depuis 1994, ce qui a permis de classer l'Algérie comme « premier découvreur » dans le monde.¹

De façon plus récente, sept (07) gisements sont entrés en production en 1995 et 1996 (Birkin, Zemoul Kbar, Rhoude el kharouf), par ailleurs le potentiel restant à découvrir, qui devait augmenter l'intérêt d'autres partenaires sur les périmètres géologiques restants de l'ERG oriental.

Malgré cela le rythme d'attribution de nouveaux périmètres d'exploitation s'est ralenti par rapport à l'accélération relevée en 1991 et 1992 ainsi en 1994 seuls trois (03) nouveaux contrats ont été signés avec SONATRACH.

¹ MEKIDECH Mustapha : *Algérie entre économie de rente et économie émergente*, 2000, P98-P99

De même pour la période 1997-2000 avec deux contrats par an en moyenne , mais l'introduction de l'appel d'offre a contribué à obtenir 10 contrats en 2001 et 9 en 2002, 7 en 2003 et 8 en 2004.

Cependant quelques échec relatifs ont été enregistré par des associé considérés des spécialistes des bassins sédimentaire résident par exemple dans le mode de partage des productions additionnelles et la détermination des profils de production de base .

Le secteur des hydrocarbures en Algérie est très largement dominé par SONATRACH , cette dernière dispose à elle seule de plus de 43% du domaine minier national , qui est d'une superficie total de 1.5 million de km² , elle dispose en outre d'un réseau de canalisation de 14000 km , elle contrôle enfin de 75% des hydrocarbures produits en Algérie , exclusion faite de la part qui lui revient dans les contrats d'association.

Concernant la production , trois phases ont caractérisé la production d'hydrocarbures Algérien, la première par une production timide qui date de 1957 à 1971 , la deuxième phase de 1972 à 1990 , par une production stable et enfin des niveaux élevés pour la phase allant de 1991 à nos jours.

Pour la première phase, la production augmente de 8.6 million de tonnes en 1960 jusqu'à 47.895 millions de tonnes en 1970 , mais en 1971 une diminution de la production à 39.1 millions de tonnes est due au départ des compagnies pétrolières françaises suite aux nationalisation de secteur.¹

La deuxième phase est caractérisé par la reprise des niveaux de production, avec 53.115 millions de tonnes pour 1972, une augmentation de la production durant l'année 1978 et 1979 a surpris les observateurs du marché pétrolier à des niveaux qui dépassaient les seuils de 60 millions de tonnes , est due aux efforts d'investissement . une chute de production durant les années 1981, 1982, 1983, du fait de la pression subie par l'OPEP pour la période allant du 1984 à 1989, une stabilité de production autour de 51.5 million de tonnes pour ne connaître qu'une seule chute grave en 1986 avec 47.25 millions de tonnes.

La troisième phase, après la guerre du golf, les pays producteurs de pétrole ont vu leurs quotas augmentés, pour l'Algérie la production est passée de 54.75 millions de tonnes. Les réformes engagées par la compagnie SONATRACH et les accords signés avec plusieurs

¹ M.malek , étude économétrique sur la fiscalité algérienne , IEDF,2001,P71-72

compagnies pétrolières ont eu un effet très positif sur l'évolution de la production, 67.69 million de tonnes en 1997, un seuil jamais atteint depuis l'indépendance.

En 2000, la production passait de 64,8 millions de tonnes à 1.2 milliards de tonnes en 2004, pour le gaz naturel les quantités passées de 3000 milliards mc3 en 1990 à 4500 milliards mc3 en 2001¹

2.Les limites de la loi 86/14 amendée par la loi 91/21 et les clauses de la promulgation de la loi 05/07

A deux reprises déjà, en 1986 et 1991, l'Algérie a su faire évoluer sa législation pétrolière pour s'adapter à un environnement mondiale en pleine mutation.

Les dispositions de la loi 86/14 , amendée et complétée cinq ans après , par la loi 91/21, ont permis à notre pays de relancer l'effort de recherche et d'exploitation.

Les dispositions de la loi 86/14, amendée et complétée cinq ans après, par la loi 91/21 , ont permis à notre pays de relancer l'effort de recherche et d'exploitation.

Grace à ces nouvelles disposition les contrats de recherche et / ou d'exploitation engagés en partenariat par SONATRACH , avec des sociétés étrangère nous ont permis de reconstituer nos réserves en les rehaussant en 1997 à leur niveau de 1971.

➤ Les limites et les insuffisances de la loi 86/14

Mais ces lois posent des contraintes aux investisseurs étrangers qui ne peuvent pas agir ou gérer leur investissement d'une manière économique et leurs champs d'intervention sont limités, parmi ces insuffisances on trouve ;

❖ Le cadre juridique :

Le système fiscal n'incite guère les compagnies étrangères à s'impliquer dans la dynamisation de l'économie nationale dans la mesure où rares sont les compagnies qui ont choisi l'association de participation, Sonatrach étant un passage obligé servant d'intermédiaire fiscale entre l'administration et le partenaire étranger rendant plus opaque sa gestion.

Car la tendance générale exceptée certain cas mineurs est à l'abandon des systèmes de partage de production expliquant la loi 05/07 des hydrocarbures. Car l'actuel système n'incite guère à l'investissement, à la réduction des couts puisqu'ils sont remboursés dans les années

¹ KHELIF A, la logique de l'appel d'offre est non industriel , EL watan économie 04-40-2005

sous forme de costoil (cout d'investissement et d'exploitation) quels que soient leurs couts d'exploitation en les déduisant de l'assiette du calcul mais seulement des couts d'investissement, c'est donc un système qui permet à la compagnie étrangère de se maintenir en off shore puisque toute ses obligations fiscales sont réglées par l'entreprise nationale qu'est SONATRACH.

SONATRACH ; est un passage obligé pour les compagnies nationaux, seul détentrice de titre miniers.

❖ **Le cadre financier**

SONATRACH accomplit la fonction de puissance publique, avec des négociations interminables ou gré à gré a été la règle dans le domaine de la prospection jusqu'à la production de différent segments. Cela a pu se justifier dans un passé où l'acte primordial n'était que de

Produire sans se soucier de l'efficience, ni des couts de production, vision de l'ensemble d'un système qui a montré historiquement ses limites. Cela implique la refonte du plan comptable national algérien inadapté afin d'avoir des comptabilités de sociétés en temps réel et non historiques permettant de maîtriser à la fois la gestion du court terme mais surtout de pouvoir planifier à moyen et long terme tenant compte de ce marché spécifique.

- Ne permet pas de lever des financements sur la base d'un projet.
- Aucune incitation à la réduction des couts d'exploitation.
- SONATRACH est responsable du transport des hydrocarbures , elle est donc obligée d'allouer des ressources importantes aux investissements de transport qui sont moins rentables que l'exploitation/production

❖ **Les causes qui plaident pour l'abrogation de la loi 86/14**

Une troisième mutation nous contraint aujourd'hui à nous adapter de nouveau à la scène pétrolière internationale qui ne cesse d'évoluer au rythme de la mondialisation et de la globalisation des échanges.

La concurrence, les pays producteurs se font plus en plus concurrence pour attirer les capitaux privés dans les activités pétrolières en ouvrant leur territoires aux investisseurs étrangers grâce à des mesures légales, institutionnelles et fiscales attractives. Des pays membres de l'OPEP dotés d'importantes réserves en hydrocarbures deviennent de sérieux concurrents dans le domaine de l'investissement direct étranger.

Attractivité, le système institutionnel , légal et fiscal n'est plus suffisamment compétitif par rapport à ceux des pays concurrents , c'est-à-dire qu'il nous faut veiller à la fois à fidéliser les investisseurs qui travaillent déjà chez nous et à en attirer de nouveaux.

L'Algérie province pétrolière disposant d'une superficie de bassin sédimentaire de plus de un million et demi de kilomètres carrés, reste sous explorée

- Moyenne algérienne 8puits /10000km²
- Moyenne mondiale 100 puits/10000km²
- Moyenne du Texas 500 puits / 10000km²

De plus le nombre d'opérateur reste limité à vingt (20) compagnie dans notre pays que le nombre est , à titre d'exemple de quatre-vingt (80) en colombie , dont les potentialités sont pourtant moindres que les notes.

Par ailleurs, le gaz naturel dont l'usage s'avère plus simple et moins polluant que le pétrole devient une énergie de plus en plus recherché, il est par développées et découvrir de nouvelles pour en tirer profit.

La déréglementation du marché de l'énergie de l'UE, qui est le marché naturel pour les hydrocarbures en provenance d'Algérie.

Le développement de la technologie nouvelle dans les industries des hydrocarbures.

Dans le même ordre , il a été constaté une diminution sensible du nombre de contrats de recherche et de production sur la période 1997-2000 avec deux contrats par an en moyenne.

C'est l'anticipation des compagnies internationales sur l'adaptation de la loi05/06, mais aussi la procédure transparente d'appel d'offres qui ont contribué à obtenir 10 contrats en 2001, 9en 2002, 7 en 2003et 8 en 2004¹. Au plan interne, le marché domestique de l'énergie est géré par des mécanismes de subvention implicite et explicite qui conduisent à des gaspillages et des distorsions (utilisation excessive du diesel à la place de carburants propres, trafic de carburants aux frontières, etc...) aussi l'ouverture de l'aval pari incontournable pour les pouvoirs publics, même si cela doit passer une période transitoire.

¹ KPMG ;Guide des hydrocarbures , P10

3.les perspectives attendues de la loi 05-07 sur les hydrocarbures

L'environnement internationale globalisé reste actif mais imprévisible, tels que les fusions de groupes dans le secteur des hydrocarbures, Exxon-Mobil, Total-Fina-Elf, d'où la volonté politique de réforme au niveau national

➤ **Les objectifs économiques :**

- Attirer les investissements directs étrangers ;
- Mettre en place un système fiscal claire et flexible ;
- Maintenir voire augmenter le niveau des revenus fiscaux de l'Etat ;
 - Augmentation prévisible des investissements.
 - L'augmentation du niveau de production des hydrocarbures
- Développer le tissu industriel en Algérie.
- Création et diversification des emplois en Algérie
- Consolider la position stratégique de SONATRACH
 - Possibilité de garder tous les périmètres qu'elle détient
 - Capacité plus importante de conclure des partenariats d'investissement au niveau national et international.

Stimulation et sécurisation des investisseurs

- Régime fiscale incitatif et plus attrayant (stabilité fiscale durant toute la période)
- Possibilité pour les investisseurs étrangers de garder les revenus de vente des hydrocarbures à l'étranger ainsi que le transfert de leurs dividendes.
- Principe de libre accès des tiers aux infrastructures de transport par canalisation et de stockage avec application de tarifs non discriminatoires.
- Libéralisation graduelle et contrôlée des prix des hydrocarbures au niveau national.
- Possibilité pour les partenaires étrangers d'être majoritaire dans la recherche et l'exploitation des hydrocarbures.
- Contractualisation des activités avec les agences ALNAFT et de régulation au lieu et place de SONATRACH
- Possibilité d'acquérir des terrains, d'utiliser le domaine maritime droit de faire exproprier pour cause d'utilité publique sous le respect de la réglementation en vigueur
- Possibilité pour le contractant de transférer tout ou partie de ses droits et obligations dans le contrat à toutes personnes.
- Les hydrocarbures extraits au point de mesure sont propriétés du contractant

- La nouvelle loi des hydrocarbures est attrayante pour toute les parties.
- Le groupe SONATRACH a les moyens humains, techniques et financiers pour relever le défi.

Conclusion

Au terme de ce chapitre, nous venons de voir les réformes adoptées concernant la technique de collecte de la fiscalité pétrolière. En examinant les réformes touchant au secteur des hydrocarbures, nous avons vu qu'elles n'ont qu'un seul objectif essentiel, celui de garantir de substantiels revenus pétroliers et de compenser la perte de rentrées fiscales par le renforcement de la production des hydrocarbures. La loi 86-14, qui a subi des réformes en 1991, ouvre les portes de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures aux entreprises étrangères, afin de résister au choc de la crise des prix de 1986 et de reconstituer ses réserves.

Nous avons vu aussi les nouveaux systèmes fiscaux, et ce, dans le cadre de la loi 05- 07, les réformes apportées à cette loi par l'ordonnance 06-10 et les amendements de cette dernière par la nouvelle loi 13- 01. Cette loi a permis de mettre en place de nouveaux arrangements permettant d'élargir les contrôles que l'Etat applique sur les hydrocarbures et les exploiter d'une manière rationnelle ainsi que l'autorisation de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels, principalement les gaz de schiste.

Ces principales modifications ont pour finalité de faciliter les investissements, notamment étrangers dans l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures.

Tout compte fait, à propos de la détermination de l'importance des hydrocarbures dans l'économie algérienne ainsi que la présentation juridique la fiscalité pétrolière, nous nous interrogeons sur la contribution de cette même fiscalité pétrolière sur la croissance économique dans le deuxième chapitre.

CHAPITRE III

Etude de cas de SONATRACH

Introduction

En vue de mettre en application les connaissances théoriques présentées au cours des deux derniers chapitres notamment celles concernant : Cadre Générale des activités des hydrocarbures et le régime fiscal algérien dans le domaine des hydrocarbures, nous avons effectué un stage pratique au sein de la direction générale de SONATRACH.

L'objectif de ce chapitre est de présenter le calcul des différents impôts payés dans le cadre des activités des hydrocarbures par SONATRACH et le partenaire étranger ainsi que l'impact de la loi 05-07 sur les investisseurs étrangers.

Afin d'atteindre cet objectif, nous avons structuré ce chapitre de la manière suivante :

Section01 : présentation de l'entreprise

Section 02 : Analyse du poids de la fiscalité pétrolière selon les deux lois 86-14 et 05-07 .

Section 01 : Présentation de l'organisme d'accueil SONATRACH**1. Présentation**

SONATRACH « Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures S.p.a » est une entreprise publique algérienne et un leader de l'industrie pétrolière.

Le groupe pétrolier et gazier SONATRACH intervient dans l'exploration, la production, le transport par canalisation, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés.

SONATRACH se développe dans les activités de la pétrochimie, de génération électrique, d'énergies nouvelles et renouvelables, de dessalement d'eau de mer et d'exploitation minière.

Elle opère en Algérie et dans plusieurs régions du monde, notamment en Afrique, en Europe, en Amérique latine et aux Etats-Unis d'Amérique.

L'entreprise emploie 41 204 salariés (120 000 avec ses filiales), génère 30% du PNB de l'Algérie, sa production primaire d'hydrocarbure, tous produits confondus s'est établie à 205,8 millions de TEP, dont 54 millions de tonnes de pétrole brut et 139,9 milliard de M³ de gaz naturel.

Avec un chiffre d'affaire à l'exportation de 33,19 milliard de dollars en SONATRACH est la première entreprise du continent africain. Elle est classée 12^{ème} parmi les compagnies

pétrolière mondiales, 2^{ème} exportateur de GNL (Gaz Naturel Liquéfié) et de GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié) et 3^{ème} exportateur de gaz nature.

2. Historique de la SONATRACH depuis sa création¹

La création de la société nationale dénommée SONATRACH a été créée Le 31 Décembre 1963 par décret n°63-491, son rôle principal était le développement du secteur hydrocarbure.

La naissance de cette première Société Nationale, reflétait la volonté de l'Algérie indépendante, de prendre en main la destinée de ces ressources.

La création de la SONATRACH s'est articulée autour de la réalisation d'un oléoduc reliant Hassi-Messaoud à Arzew, un ouvrage de portée stratégique.

L'objet social de la SONATRACH en 1963 était en effet axé sur deux métiers de base :

- ❖ Le transport.
- ❖ La commercialisation des hydrocarbures.
- ❖ Les premiers statuts de 1963 assignaient à SONATRACH les missions principales suivantes :
 - La préparation et la mise au point de toutes études préalables à la construction des moyens de transport terrestres ou maritimes permettant de véhiculer les hydrocarbures liquide ou gazeux.
 - La réalisation éventuelle et l'exploitation de ces moyens et des installations annexes.
 - L'achat et la vente des hydrocarbures liquides ou gazeux produits.

➤ Le 22 Septembre 1966 :

L'apparition du décret n°66-626 a élargi ses missions et ses prérogatives.

Aussi sa mission qui se limitait à l'origine au transport et à la commercialisation des hydrocarbures a été étendue à tous les domaines de l'industrie pétrolière.

SONATRACH devient alors une société nationale pour :

¹ Site Sonatrach : www.sonatrach.dz

- ❖ La recherche.
- ❖ La production.
- ❖ Le transport.
- ❖ La transformation.
- ❖ La commercialisation des hydrocarbures.

➤ **Le 06 août 1970**

La décision n° A-001 du 06 août 1970 marque le début de la mise en place de la première organisation de la macrostructure de SONATRACH.

Cette organisation traduit la volonté de SONATRACH de fonctionner aux normes d'une compagnie pétrolière intégrant tous les métiers des hydrocarbures.

C'est une étape organisationnelle majeure s'appuyant sur des structures opérationnelles, dirigées par des vices présidents, prête à faire face aux défis de développement de SONATRACH.

➤ **Le 24 février 1971**

Les nationalisations du 24 février 1971 constituent un événement historique qui à permet à l'Algérie indépendante de prendre en main la destinée des ressources pétrolières et gazières du pays.

C'est un événement qui marque aussi la jeune histoire de SONATRACH.

C'est à la faveur de ces nationalisations que SONATRACH accède à l'amont pétrolier, gagnant ainsi le statut de véritable compagnie pétrolière.

➤ **1982 - 1986**

Dès l'année 1982 et jusqu'en 1986, l'état a conduit une nouvelle politique de restructuration des entreprises. Cette politique était justifiée par les éléments ci-après :

- ❖ Réduire les coûts de fonctionnement des sociétés ;
- ❖ Maitriser les investissements de développement.
- ❖ La restructuration de SONATRACH a donné naissance à un grand nombre de sociétés indépendantes, ayant statut d'entreprises publiques dans les domaines :
- ❖ Des services pétroliers.

- ❖ Des grands travaux pétroliers.
- ❖ De la pétrochimie.
- ❖ Du raffinage.
- ❖ De la distribution des produits pétroliers.

➤ **Février 1998**

Le décret présidentiel n° 98-48 du 11 février 1998 a institué de nouveaux Statuts de SONATRACH en remplacement de ceux définis par le décret des années 1963 et 1966.

Tout en gardant sa dénomination sociale initiale, SONATRACH est transformée en une société par actions « SONATRACH SPA »

➤ **Le 28 avril 2005**

La loi n° 05-07 du 28 avril 2005, modifiée et complétée par l'ordonnance N° 06/08 du 29 juillet 2006 a créé un nouveau cadre institutionnel novateur :
Certifiant le rôle de l'état dans sa mission de puissance publique, en le distinguant de celui de SONATRACH qui a une vocation commerciale.

Introduisant une plus grande attractivité fiscale tout en améliorant les revenus de l'état. Elle définit le régime juridique des activités de :

- ❖ Recherche.
- ❖ Exploitation.
- ❖ Transport par canalisation.
- ❖ Raffinage.
- ❖ Transformation des hydrocarbures.
- ❖ Stockage.
- ❖ Distribution des produits pétroliers.

SONATRACH est la grande entreprise algérienne du pétrole et du gaz. Elle est classée par le PETROLEUM INTELLIGENC WEEKLY comme la douzième compagnie dans le monde.

D'autre part, le capital des sociétés de services pétroliers : AEC-SAPRI-NEAL-HELIOS est détenu partiellement par SONATRACH.

La SONATRACH dispose :

- ❖ De ressources humaines hautement qualifiées.
- ❖ D'une loi sur les hydrocarbures attractive et très compétitive.
- ❖ D'une importante base de réserves.
- ❖ De bassins sédimentaires avec un potentiel élevé et encore sous exploré.
- ❖ D'un savoir-faire de plusieurs années d'expérience dans l'exploitation et le développement des gisements.
- ❖ D'une grande expérience dans l'industrie du gaz.
- ❖ D'une situation géoéconomique privilégiée à proximité de l'important marché de l'union Européenne ouverte sur le reste du monde.
- ❖ D'un bilan de partenariat des plus probants.

3. Les missions de la SONATRACH

Les missions dévolues à SONATRACH vu son rôle moteur dans la dynamique du développement de l'économie du pays, tant en Algérie qu'à l'étranger sont :

- ❖ La prospection, la recherche et l'exploitation des hydrocarbures.
- ❖ Le développement, l'exploitation et la gestion des réseaux de transport, de stockage et de chargement des hydrocarbures.
- ❖ La liquéfaction du gaz naturel, le traitement des hydrocarbures gazeux.
- ❖ La transformation et le raffinage des hydrocarbures.
- ❖ La commercialisation des hydrocarbures.
- ❖ Le développement de toutes les formes d'activités conjointes en Algérie et hors Algérie, avec des sociétés nationales ou étrangères.
- ❖ La prise et la détention de tous portefeuilles d'actions, les prises de participations et autres valeurs mobilières dans toutes les sociétés.
- ❖ L'approvisionnement du pays en hydrocarbure à moyen et long terme.
- ❖ L'étude, la promotion et la valorisation de toutes autres formes d'énergie.
 - ❖ Le développement, par tous les moyens de toutes activités ayant un lien direct ou indirect avec l'industrie des hydrocarbures.

3. Les objectifs stratégiques de SONATRACH

SONATRACH bénéficie d'une longue expérience dans l'exercice de tous les métiers de l'industrie du pétrole et du gaz, d'une forte capacité d'intégrer les nouvelles technologies, d'une présence prouvée et fiable sur les marchés internationaux des hydrocarbures liquides et gazeux

ainsi que d'une riche expérience du partenariat avec les compagnies internationales de tailles et d'origines géographiques différentes ainsi, SONATRACH a pour objectif de :

- ❖ Poursuivre ses efforts pour consolider sa position de 1^{ère} compagnie énergétique en Afrique.
- ❖ Asseoir une position de leader gazier dans la zone euro-méditerranéenne.
- ❖ Renforce sa présence dans les marchés internationaux et ce, afin d'augmenter sa part du chiffres d'affaires à l'international à un niveau de 30% du chiffre d'affaires global d'ici 2020.
- ❖ SONATRACH s'est fixé, en 2004, pour objectif d'atteindre à l'horizon 2015 un niveau de réserves de 600 millions BEP (tous produits confondus) pour une production journalière de 120.000 b/j dans les zones Afrique ouest, Moyen Orient, Libye et Asie, destinés aux marchés américain et asiatique.
- ❖ Dans cette optique et en dépit d'un environnement fortement perturbé par la crise internationale, l'année 2009 a été caractérisée par la poursuite de l'investissement à l'international, ainsi que la réalisation d'une première découverte d'hydrocarbures en Libye et la mise en production du gisement CASHIRIARI au Pérou.

4. Les structures de SONATRACH

4.1. Les structures opérationnelles

Les structures opérationnelles sont organisées par activités, chaque activités exerce ses métiers et développer son portefeuille d'affaire, elle contribue également, par les métiers relevant de son domaine de compétences au développement depuis l'exportation & production jusqu'à la commercialisation.

Chaque activité est placée sous l'autorité d'un Vice-président.

4.1.1. L'activité Exploration & Production

L'activité amont a en charge la recherche, l'exploitation et la production des hydrocarbures, elle s'occupe également du développement des gisements découverts, l'amélioration du taux de récupération et la mise à jour des réserves.

4.1.2.L'activité transport par canalisation

L'activité transport par canalisation a en charge le développement, la gestion et l'exploitation du réseau de canalisation est d'une longueur de 14 529 KM dont deux gazoducs transcontinentaux qui transportent le gaz algérien vers l'Italie et l'Espagne.

4.1.3.L'activité Liquéfaction, Raffinage et Pétrochimie

L'activité aval a en charge l'élaboration et la mise en œuvre des politiques de développement et d'exploitation de l'aval pétrolier et gazier.

Ses missions principales sont l'exploitation des installations de gaz naturel, de séparation de gaz pétrole liquéfié, de raffinage, de pétrochimie et de gaz industriels.

4.1.4.L'activité commercialisation

L'activité commercialisation est chargée du management des opérations de ventes.

SONATRACH commercialise les hydrocarbures et leurs dérivés sur le marché national et international.

4.2. Structures Fonctionnelles

Elles sont chargées d'assurer l'élaboration et la bonne application des politiques et stratégies du groupe, planifier, fournir et coordonner la mise à disposition de l'expertise et l'appui aux différentes activités opérationnelles du groupe

Les structures fonctionnelles sont organisées en six directions coordination groupe et en Cinq directions centrales.

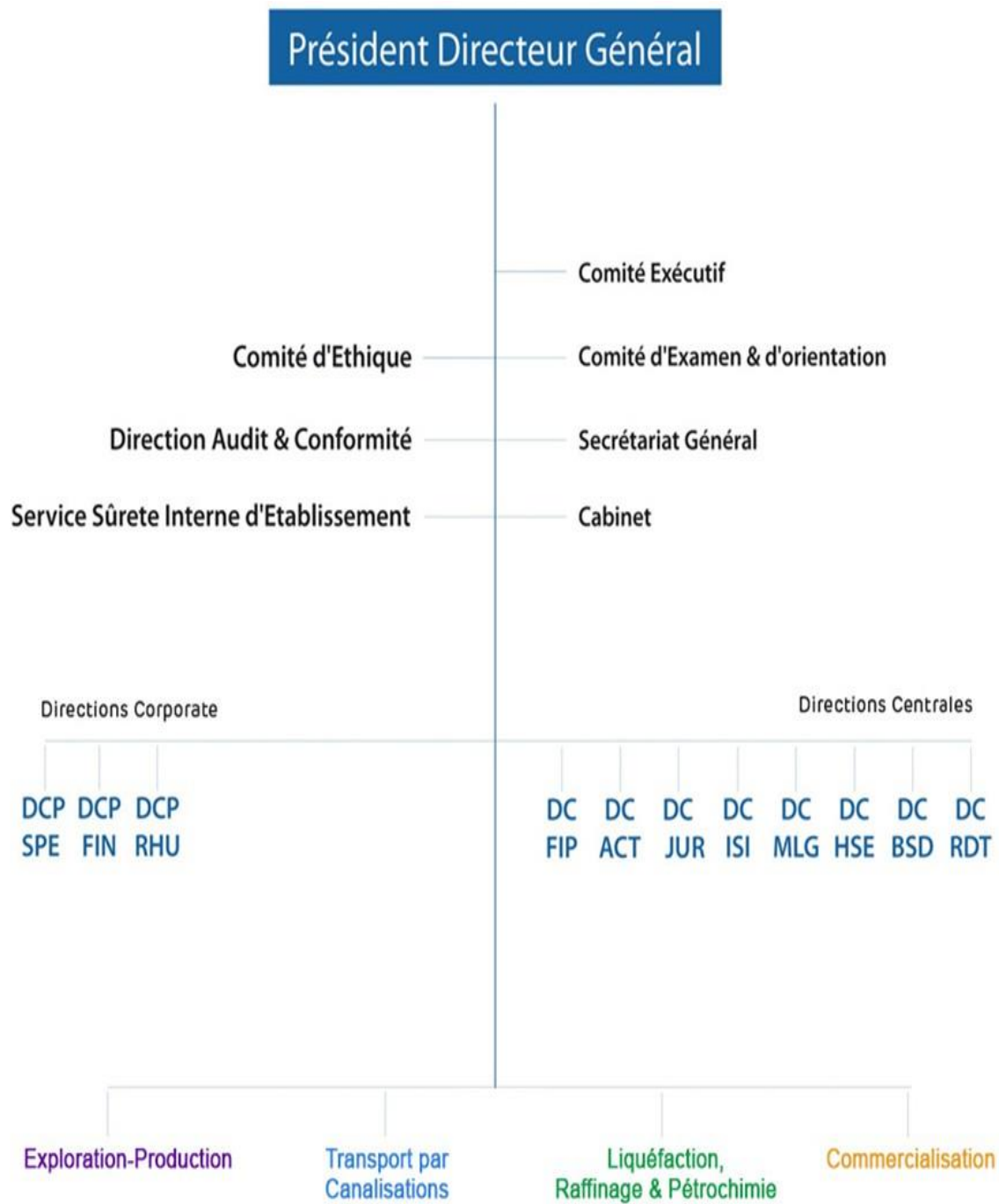
4.3.Direction Corporate (DCP)

1. Stratégie, Planification & Economie (SPE)
2. Finance (FIN)
3. Ressources Humaines (RHU)

4.4.Direction Centrales

1. Filiales & Participation (FIP)
2. Activité Centrales (ACT)
3. Juridique (JUR)
4. Informatique & Système d'Information (ISI)
5. Marchés et Logistique (MLG)
6. Santé, Sécurité & Environnement (HSE)
7. Business Développement (BSD)
8. Recherche & Développement (RDT)

Figure n°01 : Organigramme de Sonatrach



Source : Site Sonatrach : www.sonatrach.dz

Section 02 : L'Analyse du poids de la fiscalité pétrolière selon les deux lois 86-14 et

05-07

Les hydrocarbures constituent la richesse la plus importante en Algérie et cela vu la cote part importante des recettes qu'elle génère pour le budget de l'Etat.

Notre étude s'intéresse au cas réel de SONATRACH dans sa phase en amont pétrolier, c'est pour cela que dans cette section nous présentons en premier lieu les différents impôts payés dans le cadre de l'activité d'exploitation dans un périmètre X qui se situe dans la zone D selon les deux régimes fiscaux la loi 86-14 de 1986 et la loi 05-07 de 2005.

Et en dernier lieu nous allons conclure avec des recommandations concernant certaines mesures que nous jugerions utiles pour améliorer l'image du secteur des hydrocarbures en Algérie afin de le rendre plus attractif en se basant sur le rôle de l'outil fiscal.

1. La présentation du calcul des différents impôts selon la loi 05-07 et la loi 86-14

1.1. La redevance pétrolière

FICHE DE CALCUL DE LA REDEVANCE MENSUELLE	
Périmètre : X	(50 Km ² EN Zone D)
Définitive - Décembre 2012	

Source : Etablie par nous même

1.1.1. Le calcul de la redevance selon la loi 05-07 de 2005

La redevance pétrolière est établie sur des quantités d'hydrocarbures extraites des gisements décomptées des opérations de traitement au champ et au point de mesure multipliée par la moyenne mensuelle du prix de base.

Le calcul de la redevance est structuré comme suit :

1.1.1.1. Calcul de la destination de la production du périmètre

- Pétrole Brut (En Tonnes) :

Les quantités produites du périmètre ont plusieurs destinations :

Tableau n°7 : la destination du pétrole

Expédition vers Transport par canalisation	2 049,36
Volume Exporté du périmètre	1 776,62
Volume Marché national du périmètre	272,74

Source : Etablie par nous même à partir des données de l'entreprise

1.1.1.2. Calcul de la valeur de la production du périmètre

- Pétrole brut :

Le prix de base différé d'un cas à un autre selon la nature de la distribution du pétrole.

Tableau n°8 : La valeur de la production selon la destination

	Tonnes	Taux de conversion	\$/bbl-DA/T	\$/DA	DA
Exportation	1 777	7,89	109,4	78,2419	119 986 443
Marché national	273		12 043,39		3 284 668
Autoconsommation	0		12 043,39		0
Total pétrole brut	2 049				123 1 111

Source : Etablie par nous même à partir des données de l'entreprise

1.1.1.3. Calcul de la tarification transport

Les tarifs de transport à appliquer pour tous les périmètres quel que soit la localisation (NORD, SUD ou NORD+SUD)

Il s'agit ici de multiplier les quantités transportées via les STC par le tarif de transport correspondant.

Tableau n°9 : la tarification de transport

	Quantités TM -1000 m3	Tarifs DA/TM-DA/1000 m3	tarification Dinars
PETROLE BRUT	2 049,36	1 113,00	2 280 933,23
TOTAL			2 280 933,23

Source : Etablie par nous même à partir des données de l'entreprise

1.1.1.5. Calcul de l'assiette de redevance

L'assiette de redevance= la valeur de la production – tarif de transport – cout de façonnage GPL–coût de façonnage GNL

Tableau n° 10 calcul la base de la redevance

A	Valeur de la production	123 271 111,44
B	Tarification transport	2 280 933,23
C	Coût de façonnage GNL	-
D	Coût de façonnage GPL	-
E	Base de la redevance (A-B-C-D)	120 990 178,22

Source : Etablie par nous même à partir des données de l'entreprise

- Il s'agit ici de convertir d'abord la production totale du périmètre en Tep en utilisant les taux de conversion présentés dans l'annexe n°, ensuite convertir le résultat en bep en utilisant le taux de conversion d'une tonne de pétrole brut en barils (soit 7,89 pour l'instant). La production journalière en bep est obtenue en divisant le résultat ci-dessus par le nombre de jours du mois considéré.

Tableau n°11 : conversion la quantité en Bep/jour

	TM - 1000 m3	Tx conv tep	Prod en tep	Tx conv bep	Nbj/mois	Bep/jour
Pétrole brut	2 049,36	1,00	2 049,36	7,89	31	521,59
Gaz naturel	-	0,95	-	7,89	31	-
Condensat		1,11	-	7,89	31	-
GPL	-	1,15	-	7,89	31	-
TOTAL			2 049,36			521,59

Source : Etablie par nous même à partir des données de l'entreprise

1.1.1.6. Calcul de la redevance

- Pour la production inférieure ou égale à 100 000 b.e.p par jour déterminée sur une moyenne mensuelle, la redevance est calculée par application à l'assiette d'un taux par tranche de production, c'est un barème progressif

Tableau n °12 : Répartition de la base redevance sur les paliers

	Part bep/jour	Part en %	Base
0 à 20 000 bep/j	521,59	100,00%	120 990 178
20 001 à 50 000 bep/j	0	0,00%	0
50 001 à 100 000 bep/j	0	0,00%	0
100 001 bep/j et plus	0	0,00%	0

Source :Etablie par nous même

	Km²	%
Superficie zone A		0,0%
Superficie zone B		0,0%
Superficie zone C		0,0%

Superficie zone D	50	100%	Tableau n° 13 :
Superficie totale	50	100%	

Répartition de la base redevance sur les Zones et calcul de la redevance

Source : Etablie par nous même

Tableau n°14 : calcul de la redevance

	Base zone D	Taux zone D	Redev. zone D
0 à 20 000 bep/j	120 990 178	12,5%	15 123 772
20 001 à 50 000 bep/j	0	20,0%	0
50 001 à 100 000 bep/j	0	23,0%	0
100 001 bep/j et plus	0	20,0%	0
Total Redevance Zone D			15 123 772

Source : Etablie par nous même

Tableau n°15 : Tableau récapitulatif

Redevance zone A	0
Redevance zone B	0
Redevance zone C	0
Redevance zone D	15 123 772
Redevance totale	15 23 772

Source : Etablie par nous même

1.1.2. La redevance selon la loi 86-14

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

La redevance est calculée comme suit :

- Pétrole Brut (En Tonnes)

Tableau n°16 la destination du pétrole

Expédition vers transport par canalisation	2 049,36
Volume Exporté du périmètre	1 776,62
Volume Marché national du périmètre	272,74

Source : Etablie par nous même à partir des données de l'entreprise

1.1.2.1. Calcul de la valeur de la production du périmètre

- Pétrole brut :

Tableau n°17 : la valeur de la production selon la destination

	Tonnes	Tx conv	\$/bbl-DA/T	\$/DA	DA
Exportation	1 777	7,89	109,4	78,2419	119 986 443
Marché national	273		12 043,39		3 284 668
Autoconsommation	0		12 043,39		0
TOTAL PETROLE BRUT	2 049				1 231 111

Source :Etablie par nous même à partir des données de l'entreprise

1.1.2.2. Calcul de la tarification transport

Tableau n°18 : la tarification du transport

	Quantités TM -1000 m3	Tarifs DA/TM-DA/1000 m3	Tarification Dinars
Pétrole brut	2 049,36	1 113,00	2 280 933,23
TOTAL			2 280 933,23

Source : Etablie par nous même à partir des données de l'entreprise

1.1.2.3. Calcul de l'assiette de redevance

Tableau n °19 : calcule de la redevance

A	Valeur de la production	123 271 111,44
B	Tarification transport	2 280 933,23
C	Coût de façonnage GNL	-
D	Coût de façonnage GPL	-
E	Base de la redevance (A-B-C-D)	120 990 178,22
	La redevance (E*0.2)	24 198 036

Source : Etablie par nous même

➤ **Commentaire**

Nous déduisons que La méthode de calcul de la redevance est identique à l'exception de la détermination du taux de l'impôt de la redevance pour les deux lois :

Concernant la loi 86/14 : le taux de l'impôt de la redevance est déterminé en fonction de la zone (A, B, N).

Quant à la loi 05/07 : le taux de l'impôt est déterminé en fonction des deux facteurs qui sont la zone (A,B,C,D) et la quantité d'hydrocarbure extraite du périmètre d'exploitation exprimée en baril équivalent pétrole (b.e.p).

1.2. L'impôt sur le résultat et l'impôt complémentaire sur le résultat ICR

1.2.1. L'impôt complémentaire sur le résultat ICR

C'est un impôt apparu sous le régime fiscal de la loi 05-07 de 2005 qui s'applique aux résultats consolidés à l'ensemble de l'activité en amont pétrolier réalisés par chaque personne participante à un ou plusieurs contrat de recherche et d'exploitation ou un ou plusieurs contrats d'exploitations.

L'ICR est un impôt fixé à un taux de 30% imposé sur le résultat fiscal moins les déductions autorisés plus les réintégrations. Voir l'annexe n°

Le tableau ci-dessus nous montre le calcul de l'ICR :

Tableau n° 20 : le calcul de l'impôt sur le résultat ICR

Le résultat de l'exercice 2013	(309 087 343)
Les déductions autorisées	7 858 953
Les réintégrations	10 856 011.77
Le résultat final	(306 090 283.72)
Taux de l'ICR	30%
ICR	00

Source : Etablie par nous même à partir des données de l'entreprise

1.2.2. L'impôt sur le résultat (ex Impôt Direct Pétrolier)

La base d'imposition de cet impôt est constituée par le résultat brut de l'exercice sous déduction de la redevance pétrolière et des charges d'exploitation, notamment les amortissements des dépenses engagées par sociétés.

La loi prévoit l'application de différent taux en fonction des zones :

Zone N : 85%

Zone A : 75%

Zone B : 65%

Le tableau ci-dessus nous montre le calcul de l'IDP :

Tableau n°21 calcul de l'impôt sur le résultat

Résultat brut de 2013 voir l'annexe n°	31 368 830 ,22
le Taux 85%	26 663 505,69

Source : Etablie par nous mêmes

➤ **Commentaire**

L'introduction d'un nouveau impôt (ICR) sous le régime fiscal de la loi 05-07 ce dernier est caractérisé par une modalité de calcul différente par rapport à l'impôt sur le résultat. D'après les calculs structurés sous dessous nous déduisons une simple comparaison :

- ❖ L'ICR : est calculé sur la base du résultat fiscale moins (-) les déductions autorisées et plus (+) les réintégrations le taux est fixé de 30%
- ❖ Impôts sur le résultat : est calculé sur le résultat brut selon un taux qui est déterminé en fonction de la zone.

1.2. La Taxe sur le revenu pétrolier (TRP)

C'est un impôt calculé sur la base d'un taux appliqué au revenu pétrolier. Le revenu pétrolier passible de la TRP est égal à la valeur de la production annuelle des hydrocarbures de chaque périmètre d'exploitation, moins la déduction autorisée.

1.3.1. Calcul des tranches déductibles d'investissement

- Investissement de recherche et 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 superficie.

Pour le calcul de cette tranche il y a lieu de suivre les étapes suivantes :

- 1) Calculer le cumul des années réelles d'investissements, 4 années réelles si le périmètre est en zone A ou B et 7 années réelles si le périmètre est en zone C ou D

- 2) Ajouter la prévision d'investissement de l'année pour laquelle le calcul est fait
- 3) Multiplier le cumul obtenu précédemment par le taux de tranche et ajouter un uplift au résultat ; le taux de tranche est de 20% en zone A ou B et 12,5% en zone C ou D ; l'uplift est de 15% en zone A ou B et 20% en zone C ou D.
- 4) La tranche mensuelle est obtenue en divisant le résultat précédant par 12.

Tableau n 22 : tranche d'investissement de recherche et de développement

	Investissement des 7 années réelles antérieur de l'année Prévisionnelle	
	Les tranches d'investissement de 2005 à 2012	
A	TOTAL	1 613 553 877
B	Taux de tranche	12,5%
C	Uplift	20%
D	Tranche mensuelle $[AxBx(1+C)]/12$	20 169 423

Source : Etablie par nous même

- Investissement de récupération assistée :

L'objectif ici est de déterminer une tranche mensuelle d'investissement de récupération assistée déductible pour chaque périmètre.

Pour le calcul de cette tranche il y a lieu de suivre les étapes suivantes :

- 1) Calculer le cumul des 4 années réelles d'investissements.
- 2) Ajouter la prévision d'investissement pour l'année pour laquelle le calcul est fait.
- 3) Multiplier le cumul obtenu précédemment par le taux de tranche et ajouter un uplift au résultat ; le taux de tranche est de 20% ; l'uplift est de 20%.

La tranche mensuelle est obtenue en divisant le résultat précédant par 12.

Tableau n 23 : tranche d'investissement de récupération assisté

	Investissement des 4 années réelles antérieur de l'année prévisionnelle	
	Les tranches d'investissements de 2008-2011	
	Prévision . 2012	
A	TOTAL	
B	Taux de tranche	20%
C	Uplift	20%
D	Tranche mensuelle $[AxBx(1+C)]/12$	0

Source : Etablie par nous même

1.3.2. Calcul de la provision pour abandon

Les compagnies pétrolières sont tenues à la fin de la période d'exploitation de mettre à niveau le site, ce qui engendre des coûts de démontage et de restauration du site, ce sont des coûts estimés auquel est diminuée la valeur estimée des coûts de récupération du matériel. Mais une fois cette période atteinte il n'est plus possible de déduire de fait que la production est terminée (en est en fin de vie du gisement), pour cela une provision est constituée en vue de ces travaux.

Provision pour abandon = au rythme d'épuisement des réserves * coûts d'abandon

Tableau n°24 : calcul de la provision pour abandon

A	Production en TEP	2 049,36
B	Coût Unitaire DA/TEP	51,00
C	Provision pour abandon (AxB)	104517,36

Source : Etablie par nous même

1.3.3. Calcul du cout 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.

Tableau n°25 : calcul d'achat du gaz

A	Quantité en 1000 m3	-
B	Prix DA/1000 m3	-
C	Coût d'achat du gaz (AxB)	-

Source : Etablie par nous même

1.3.4. Calcul des frais de formation

Les frais de formation mensuels sont calculés comme le 1/12 de la prévision annuelle

A	Prévision 2012	600 000
B	Frais de formation mensuels (A/12)	50 000

Source : Etablie par nous même

1.3.5. Calcul de base TRP

TRP= base redevance – déduction annuelle autorisé soit :

- + Base de la Redevance
- Redevance
- Tranche d'investissement recherche et développement

- Tranche d'investissement récupération assistée
- Rémunération des associés (pour les périmètres en association)
- impôt sur rémunération (pour les périmètres en association)
- Provision pour abandon
- Frais de formation
- Coût d'achat du gaz
- Base négative de la TRP du mois précédant
- + Base de la TRP

Tableau n° 26 : calcul la base de la TRP

A	Base Redevance	120 990 178
B	Redevance	15 123 772
C	Tranche Invest RD	20 169 423
D	Tranche Invest RA	-
E	Provision pour abandon	104 517
F	Frais de formation	50 000
G	Coût d'achat du gaz	-
H	Base TRP < 0 Acompte Novembre 2012	-
I	Base TRP (A-B-C-D-E-F-G-H)	85 542 465

Source : Etablie par nous même

- L'objectif ici est de déterminer le montant de l'acompte mensuel de TRP due par périmètre pour le mois considéré.

Pour cela il y a lieu de suivre les étapes suivantes

1. Actualiser les seuils **S1** et **S2** (loi 05/07 Article 87) sur la base du taux de change mensuel moyen à la vente du mois précédant chaque paiement.

$$S1 = 70 \times (T_n / T_o)$$

$$S2 = 385 \times (T_n / T_o)$$

$$T = 70$$

T_n = taux de change mensuel moyen à la vente du mois précédant

2. Calculer le seuil **PV** (production valorisée) du mois considéré.

Ce seuil est égale à la base de la redevance cumulée jusqu'à la fin du mois pour le quel l'acompte de TRP est du.

Ceci revient à procéder à un calcul cumulatif de ce seuil PV de manière continue le long de l'année. (Ainsi, le seuil PV utilisé pour décembre sera égal à celui qui sera utilisé pour la liquidation annuelle)

3. Calculer le taux de TRP.

Selon la loi 05/07 (Article 87) le taux de TRP est de 30% si le seuil PV est inférieur ou égal au seuil S1 (actualisé) et à 70% s'il est supérieur au seuil S2 (actualisé).

Si le seuil PV est supérieur au seuil S1 (actualisé) et inférieur ou égal au seuil S2 (actualisé) le taux de TRP est calculé comme suit :

$$\text{Taux de TRP en \%} = [40 / (S2 - S1)] \times (PV - S1) + 30$$

Pour les périmètres en association où Sonatrach ne participe pas au financement des investissements, le taux de TRP est de 70% quelque soit le seuil PV.

4. Calculer la TRP en multipliant la base de la TRP (si elle est positive) par le taux de TRP.

Tableau n°27 : calcul de la TRP

VI - CALCUL DE LA TRP		
A	Taux de change mois de Novembre 2012	79,42
B	Seuil S1 actualisé	79,42
C	Seuil S2 actualisé	436,82
D	PV (Seuil à fin Novembre 2012)	6,30
E	Taux de TRP	30%
F	TRP	25 62 740

Source : Etablie par nous même

1.4. La taxe superficiare

C'est une taxe annuelle versée au trésor public ; elle s'applique à tous les périmètres contractuels .La taxe superficiare est déterminée selon un tarif applicable à la superficie du périmètre contractuel (voir annexe n°). Cette superficie est exprimée en kilomètres carrés les tarifs applicable varient en fonction :

- De différentes phases et des zones où se situe le périmètre contractuel.

Tableau n°28 : les données relatif au calcul de la taxe superficiare

Superficie totale en Km2	50
Zone D	50

Année de mise en service	15/06/2004
Taux de change pour actualisation taxe sup 2013	98,34

Source : Etablie par nous même à partir des données de l'entreprise

- ❖ La taxe superficiare = (le taux de change de moi précédent superficie /80)* le tarif *la superficie.
- ❖ La taxe superficiare= (98,34/80) * 32000*50= 1 966 800

1.5. Impôt sur la rémunération (sur la part de l'associé)

La rémunération est définie comme étant la part de la production accordée à l'associé étranger dans le cadre d'un contrat de partage de production ou d'un contrat de services à risque. Cette rémunération, qui peut être fournie en nature ou en espèces, est destinée à rembourser les dépenses de l'associé étranger engagées dans la recherche et la découverte de gisements commercialement exploitables.

1.5.1. Participation du partenaire au financement

Tableau n°29 : Participation du partenaire au financement

des couts de transport	0%
des coûts opératoires	100%
des investissements	100%

Source : Etablie par nous même à partir des données de l'entreprise

Tableau n°30 : Taux de profit et la limite annuelle

taux de profit	40%
limite annuelle	49%

Source :Etablie par nous mêmes à partir des données de l'entreprise

1.5.2. Echancier de remboursement des investissements :

Tableau n°31 : échancier de remboursement des investissements

de recherche	une(01) échéance
de développement	cinq (5) échéances

Source :Etablie par nous même à partir des données de l'entreprise

1.5.3. L'investissement

Tableau n°32 : la valeur de la production et les dépenses d'exploitation et d'évacuation au port en dinars et en dollars

	En dinars	En dollars
La valeur de la production	852 351 100,88	67 540 301 233,73
dépense d'exploitation	82151140,34	6 509 656 360,54
dépense d'évacuation au port	22 098 174,37	1 751 059 337,34

Source : Etablie par nous même à partir des données de l'entreprise

Tableau n°33 : taux de change et le prix moyen annuel

taux de change	79,24
le prix moyen annuelle 2013	114,4

Source : Etablie par nous même à partir des données de l'entreprise

Tableau n°34 : tranche d'investissement de recherche et de développements

tranche d'investissement annuelle	127 858 009 189,05
Part d'investissement (recherche)	13 379 879 797,62
Part d'investissement (développements)	13 201 995 999,87

Source :Etablie par nous même à partir des données de l'entreprise

Tableau n°35 : tranche d'investissement en volume

	en volume (baril)
la production	590 387 248,55
dépense d'exploitation	56 902 590,56
dépense d'évacuation au port	15 306 462,74
part d'investissement recherche	116 956 991,24
part d'investissement (développement)	115 402 062,94

Source : Etablie par nous même

1.5.4. Calcul Cost Oil

Total Cost Oil = la redevance + cout de transport + cout d'exploitation+ part d'investissement (Recherche) + cout d'investissement (développement).

Tableau n° 36: Calcul total cost oil

la redevance	3 970,92
cout de transport	15 306 462,74
cout d'exploitation	56 902 590,56
part d'investissement (recherche)	116 956 991,24
part d'investissement (développement)	115 402 062,94
TOTAL COST OIL	304 572 078,40

Source : Etablie par nous même

1.5.6. Calcul profit oil

❖ Profit oil = la production - cost oil

Tableau °37: calcul profit oil

la production	590 387 248,55
Cost oil	304 572 078,40
Profit oil	285 815 170,15

Source : Etablie par nous même

1.5.7 Calcul de l'impôt sur la rémunération

La rémunération de l'associé est déterminée nette d'impôts. Ainsi, l'associé perçoit sa part après déduction de la redevance pétrolière, des amortissements des dépenses d'investissement selon un ordre fixé par la réglementation (coûts opératoires et coûts de transport – investissements de recherches sur une période de 4 ou 5 ans – et enfin les investissements de développement sur la même période également) et les autres charges d'exploitation.

La part de production correspondant à cette rémunération est livrée FOB, port de chargement. En tout état de cause, la rémunération ne peut excéder le pourcentage de participation de l'associé étranger fixé à 49 % par la loi 86-14

Tableau n°38 : calcul de l'impôt sur la rémunération

la production	590 387 248,55
cost oil	304 572 078,40
production *49%	289289751,8
cost oil de partenairt	289 261 644,74
rémunération du partenaire	28 107,05
valeur de la rémunération nette	3 215 446,50
rémunération brut	5 186 204,03
impôt sur la rémunération	1 970 757,53

Source : Etablie par nous même

- ❖ Cost oil de partenaire = cout d'exploitation +part d'investissement (recherche) + part d'investissement (développement)
- ❖ Rémunération du partenaire = production – cost oil
- ❖ Valeur de la rémunération nette= rémunération du partenaire*prix moyenne annuelle
- ❖ Rémunération brut = Rémunération nette * 38 % / (1 – 0,38).

2. Analyse et interprétation des résultats obtenus

➤ CAS 01 : SONATRAH seule selon la loi 05/07

Nous supposons dans le premier cas on a un seul périmètre exploiter par SONATRACH seule. Le tableau ci-dessous représente une synthèse des différents impôts à payer selon la loi 05-07.

Tableau n°39 : représente l'ensemble des impôts selon la loi 05/07

	les impôts à payer le cas de SH-seule selon la loi 05/07
La redevance	132 172 612,00
TRP	209 085 082,00
la taxe superficiare	1 966 734,00
ICR	-
TOTAL	343 224 428,00

Source : Etablie par nous même

Le compte de résultat dans le cas SONATRACH seule (voire l'Annexe n°4)

Le compte du résultat de Sonatrach représente un résultat négatif reflète un gisement économiquement non rentable. Une situation positive s'apparait par la déductions de l'ensemble des impôts (la redevance, TRP, Taxe superficiare).

➤ **CAS02 : SONATRACH seul Selon la loi 86-14**

On suppose qu'on a un périmètre exploité par sonatrach seule d'où on va présenter les différents impôts à payer selon la loi 86-14 :

Tableau n°40 :représente l'ensemble des impôts selon la loi 86/14 le cas de SH

	les impôts à payer le cas de SH-seule selon la loi 86-14
la redevance	290 376 427,7
impôts sur le résultat	26 663 505,69
TOTAL	30 113 054,06

Source : Etablie par nous même

Le compte résultat le cas de Sonatrach seule selon la loi 86-14 (voir l'annexe n°05)

➤ Le compte du résultat voir l'annexe représente un résultat positif reflète un gisement économiquement rentable.

L'interprétation CAS 01 et CAS 02 :

❖ A partir des résultats présentés dans le CAS 01 et CAS 02 nous constatons que :

L'ensemble des impôts selon la loi 05-07 sont caractérisés par un nombre et un poids important par rapport à l'ancienne loi (86-14). L'objectif du nouveau régime fiscal algérien qui régit le domaine des hydrocarbures, établit un régime fiscal clair et flexible mais l'ensemble des nouveaux impôts qui sont apparus sont caractérisés par une complexité des formules.

❖ A partir du compte du résultat présenté dans le CAS 01 et CAS 02 on déduit que :

Cas 01, le résultat obtenu selon la loi 05/07 est négatif donc le périmètre exploité par SONATRACH n'est pas économiquement rentable.

Cas 02, on a obtenu un résultat positif selon la loi 86-14 qui reflète une rentabilité économique du périmètre.

➤ **CAS 3 : SONATRACH en association avec le partenaire selon la loi 05/07**

On suppose que le périmètre est exploité par SONATRACH en association avec le partenaire étranger. Nous présentons les différents impôts payés par l'opérateur (SONATRACH / Partenaire étranger)

❖ **SONATRACH :**

Dans le tableau ci-dessous nous présentons les différents impôts à payer selon la loi 05-07 dans le cas SONATRACH avec le partenaire étranger.

Tableau n °41 : représente l'ensemble des impôts payés par SONATRACH dans le cas d'association avec le partenaire étranger

	les impôts à payer le cas de SH-seule selon la loi 05/07
La redevance	132 172 612,00
TRP	2090 85 082,00
la taxe superficiare	1 966 734,00
ICR	-
TOTAL	343224428,00

Source : Etablie par nous même

Le compte de résultat le cas sonatrach en association avec le partenaire (voir annexe n° 6)

➤ Le compte du résultat représente un résultat négatif reflétant un gisement économiquement non rentable.

❖ **Le partenaire**

Le tableau n°42 : Représente l'ensemble des impôts supportés par le partenaire étranger

	les impôts à payer le cas de SH-seule selon la loi 05/07
La redevance	132 172 612,00
TRP	2090 85 082,00
la taxe superficiare	19 667 34,00
ICR	-
total	343 224 428,00

source : Etablie par nous même

Le compte du résultat du partenaire étranger dont la participation est de 49% (voire annexe n °7)

Le compte du résultat représente un résultat négatif reflétant un gisement économiquement non rentable.

➤ **CAS 04 : SONATRAH en association avec le partenaire selon la loi 86-14**

Nous supposons que nous avons un périmètre exploité par SONATRACH et le partenaire étranger sous le régime fiscal de la loi 86/14. Nous présentons ci-dessous l'ensemble des impôts à payer et le compte de résultat de (SONATRACH- partenaire étranger).

❖ **SONATRACH**

Le tableau n°43 : Représente l'ensemble des impôts à payer par SONATRACH selon la loi 86-14 dans le cas d'association avec le partenaire

	les impôts à payer le cas de SH-seule selon la loi 86/14
la redevance	1 411 810,192
impôts sur le résultat	66 867 054,32
impôt sur la rémunération	1 970 757,53
Total	70 249 622,04

Source : Etablie par nous même

Le compte du résultat de SONATRACH selon la loi 86-14 dans le cas d'association avec le partenaire (voir annexe n °8)

➤ Le compte du résultat représente un résultat positif reflétant un gisement économiquement rentable.

❖ **Le partenaire**

Tableau n°44 : Représente l'ensemble des impôts à payer par le partenaire selon la loi 86/14

	les impôts à payer le cas de SH-seule selon la loi 86-14
la redevance	1 356 445,09
impôts sur le résultat	13 065 117,79
Total	14 421 562,87

Source : Etablie par nous même

Le compte du résultat du partenaire selon la loi 86/14 (voir l'annexe n °9)

Le compte du résultat représente un résultat positif reflétant un gisement économiquement non rentable.

➤ **L'interprétation**

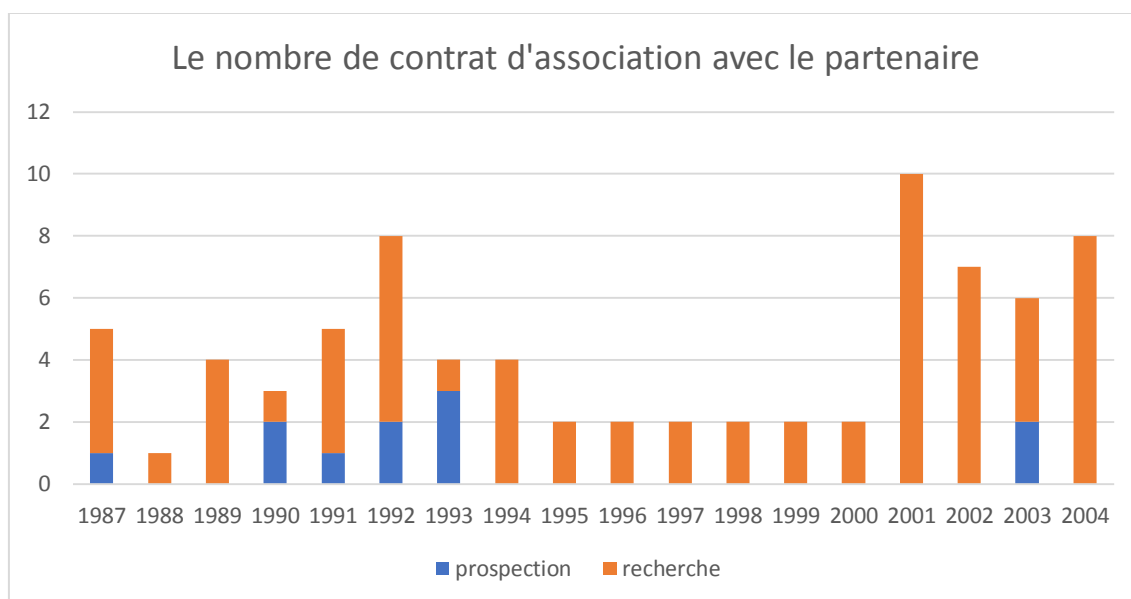
❖ **Cas 03 et Cas 04**

Une simple comparaison de la rentabilité du gisement entre le troisième et quatrième cas montre qu'incontestablement la loi 86-14 de 1986 est très attractive par rapport à la loi 05/07 de 2005.

Suivant le résultat obtenu après l'application de la loi 86/14 de 1986, nous déduisons que La loi 86/14 représente un régime fiscal favorable à l'implantation des investisseurs étrangers ce qui engendre :

- Un nombre important de contrat signé avec les partenaires et les sociétés étrangères (illustrés dans le Graphe III.1 : Le nombre de contrat d'association avec le partenaire) ;
- Un nombre important de découverte des hydrocarbures (illustrés dans le Graphe III.2 : Le nombre de découverte SONATRACH/Association) ;
- Une augmentation de la production des hydrocarbures.

Graphique n°03 : e nombre de contrat d'association avec le partenaire



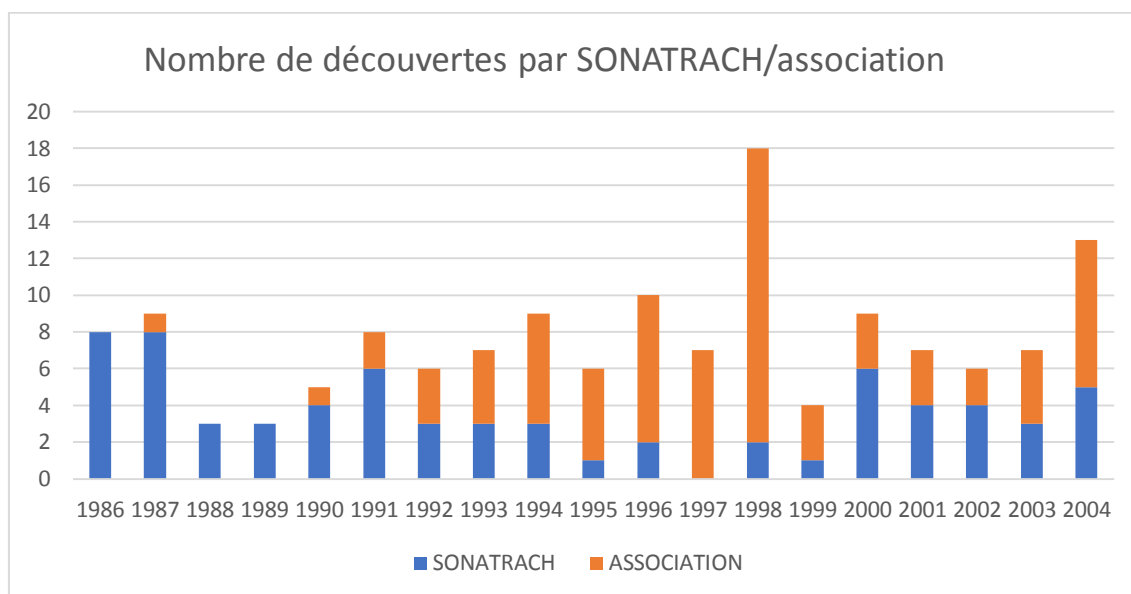
Source : Etablie par nous même à partir des données de l'entreprise

➤ **Commentaire :**

Sous la loi 86-14 qu'un nombre important de contrats de partenariat ont été conclu, environ 77 contrats de recherche et de prospection ont été signés entre 1987 et 2004. Par contre La loi de 2005 n'a pas contribué à l'arrivée d'un grand nombre d'investisseurs en Algérie.

Le constat est que les trois derniers appels d'offres entre 2008 et 2011 se sont avéré de véritables échecs. En ce sens, ils n'ont attiré que des compagnies marginales, n'ayant pas de

savoir technologique et comptant sur SONATRACH pour supporter la majorité des coûts mais aussi les grandes compagnies ne soumissionnent plus depuis des années.

Graphe n°5 : Nombre de découvertes par Sonatrach / association 1986-2004

Source : Etablie par nous même à partir des données de l'entreprise

Commentaire :

Le graphe ci-dessus représente le nombre de découverte sous la loi 86/14 des hydrocarbures dès que Le nombre est de 142 dont 72 par SONATRACH seule et 74 en association avec le partenaire, la loi 05/07 est amendée à deux reprises non seulement n'attire plus les investisseurs mais aussi n'a été à l'origine d'aucune découverte.

➤ depuis la loi d'avril 2005 ce n'est plus Sonatrach a qui revient d'attribuer les permis de prospection pour de nouveaux gisements Mais plutôt c'est à l'institution Alnaft dépendant du ministère de l'Energie à qui revient cette mission. Cette situation reflète l'instabilité juridique perpétuelle qui est l'un des facteurs qui décourage les investisseurs étrangers.

4. les Recommandations :

- Au-delà des amendements intervenus depuis 2005, l'Algérie a besoin d'une refonte de la loi des hydrocarbures afin de rendre l'amont pétro-gazier plus attractif en matière des ressources conventionnels.
- simplifier et alléger la fiscalité pétrolière.
- L'introduction de mesures fiscales incitatives pour encourager les activités relatives aux hydrocarbures non conventionnels, aux gisements à géologie complexe ou manquant d'infrastructure.

- L'implication de SONATRACH dans l'exercice de recherche et prospection des hydrocarbures pour partager le risque de financement avec le partenaire étranger.
- Il fallait continuer avec un régime fiscal et juridique pétrolier qui gagne des partenaires en déduisant ses inconvénients par une amélioration au lieu de chambouler l'ensemble des règles.
- La loi 86/14 de 1986 amendée au 1991 est attrayante pour toutes les parties (les investisseurs, étranger, SONATRACH, l'Etat).
- La préservation de cette ressource et l'utilisation rationnelle sont des objectifs primordiaux, pour cela nous devons mettre en œuvre tout un arsenal juridique, à travers des lois et règlements pour mieux gérer cette richesse et organiser le marché pétrolier et le rendre attirant aux investisseurs et compagnie étrangères afin de générer le maximum de bénéfices tout en ayant un système fiscal qui permet un partage équitable de rente entre l'état et les différentes compagnies .

Conclusion

Ce chapitre a été consacré à la présentation de SONATRACH, ainsi que le régime fiscal pétrolier de sonatrach seul et en association avec le partenaire étranger. Le principal objectif de notre étude était de montrer l'impact du changement de la réglementation de la fiscalité pétrolière sur les investisseurs.

En résumé,

En effet, Le secteur des hydrocarbures a connu des évolutions importantes depuis l'adoption de la loi n°86- 14 du 19 août 1986. Cette loi avait pour objectif l'insertion de l'industrie pétrolière et gazière dans l'économie internationale et la réalisation d'une croissance économique stable et durable. Cette loi est amendée par la loi n° 91 – 21 du 4 décembre 1991. Elle visait l'octroi de plus de facilitations et d'avantages aux sociétés pétrolières internationales pour le partenariat et l'investissement, notamment étranger dans le secteur des hydrocarbures. La loi n° 05 – 07 du 28 avril 2005 bien qu'amendée en 2006, établie la suppression du monopole de l'Etat dans le secteur et SONATRACH devenant une entreprise économique et commerciale entièrement déchargée des prérogatives d'autorité que l'Etat devait récupérer pour les délégués à des agences spécialement créer à cet effet« l'agence nationale pour la valorisation des ressources des hydrocarbures » et « l'autorité de régulation des hydrocarbures »

CONCLUSION GENERALE

Nous voici à la fin de notre étude qui s'intitule : l'impact du changement de la fiscalité pétrolière sur les investisseurs étrangers, pour franchir la fin de notre cycle de master. Ce projet était une bonne occasion pour sortir du cadre théorique et appliquer les connaissances acquises lors des hautes études dans un environnement réel de travail qui nous a permis d'initier dans le domaine professionnel et d'apprendre plusieurs attitudes et habitudes sociales telles que le travail en groupe et la collecte d'informations. L'élaboration de cette ébauche n'était pas facile mais au-delà de tout nous avons eu du plaisir à travailler en équipe, plaisir de partager, plaisir de vaincre des obstacles et surtout du plaisir à réussir.

Au terme de ce travail de recherche, et en se limitant à la problématique posée initialement ainsi qu'aux questions secondaires qui en découlent, les différentes constatations dégagées par les trois chapitres constituant notre mémoire font l'objet des points suivants :

- Le premier chapitre est intitulé Cadre Générale des activités des hydrocarbures
- Le deuxième chapitre est consacré au régime fiscal algérien dans le domaine des hydrocarbures.
- Le troisième chapitre est l'illustration pratique de l'impact du changement de la réglementation de la fiscalité pétrolière sur les investisseurs étrangers La première section concerne la présentation de l'entreprise d'accueil SONATRACH, la deuxième section présentera le calcul des différents impôts payés dans le cadre des activités des hydrocarbures par la SONATRACH et le partenaire étranger ainsi que l'impact de la loi 05-07 sur les investisseurs étrangers.
- A travers ces résultats, nous avons pu infirmer ou confirmer les hypothèses avancées dans l'introduction :

La première hypothèse « Les activités de prospection de recherche et d'exploitation sont soumises au régime fiscal et juridique spécifique du secteur pétrolier » est confirmée, car L'accès au domaine minier et l'exercice des activités pétrolières sont régis depuis le 28 avril 2005 par les dispositions découlant de la loi 05-07 relative aux hydrocarbures et tout contrat doit être conclus dans son cadre.

La deuxième hypothèse Le régime fiscal pétrolier a connu des évolutions tout au long de l'exploitation du pétrole et du gaz et, à chaque introduction d'une loi des hydrocarbures, elle doit apporter des amendements à la loi qui la précède. D'une manière générale, les sociétés

exerçant une activité pétrolière en Algérie sont tenues de payer des impôts et taxes correspondant à l'activité exercée est confirmée, car , il était indispensable que la législation régissant le secteur des hydrocarbures soit de nouveau réadaptée et enrichie afin de stimuler l'arrivée de technologies nouvelles et l'attrait des investissements, avec l'adoption de la loi n°05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures.

La troisième hypothèse « impacts de la loi 05-07 de 2005 sur l'attractivité du secteur pétrolier pour les compagnies étrangère », car La loi 05-07 est amendée à deux reprises n'a rien attirer comme investisseur.

Recommandations

- Au-delà des amendements intervenus depuis 2005, l'Algérie a besoin d'une refonte de la loi des hydrocarbures afin de rendre l'amont pétro-gazier plus attractif en matière des ressources conventionnels.
- simplifier et alléger la fiscalité pétrolière.
- L'importance de la mise en place, d'un cadre institutionnel claire loin des contraintes bureaucratiques en termes de sécurité des investisseurs
- L'introduction de mesures fiscales incitative pour encourager les activités relatives aux hydrocarbures non conventionnels, aux gisements à géologie complexe ou manquant d'infrastructure.
- L'implication de SONATRACH dans l'exercice de recherche et prospection des hydrocarbures pour partager le risque de financement avec le partenaire étranger.
- Il fallait continuer avec un régime fiscale te juridique pétrolier qui gagne des partenaires en déduisant ses inconvénients par une amélioration au lieu de chambouler l'ensemble des règles.
- La loi 86/14 de 1986 amandée au 1991 est attrayante pour toute les parties (les investisseurs ,étranger, SONATRACH, l'Etat).
- La préservation de cette ressource et l'utilisation rationnelle sont des objectifs primordiaux, pour cela nous devons mettre en œuvre tout un arsenal juridique, à travers des lois et règlements pour mieux gérer cette richesse, et organiser le marché pétrolier le rendre attirant aux investisseurs et compagnie étrangers, afin de générer le maximum de bénéfices tout en ayant un système fiscal qui permet un partage équitable de rente entre l'état et les différentes compagnies .

Les difficultés rencontrées lors de la recherche

Durant notre étude, nous nous sommes affronté à quelques contraintes qui nous ont rendues la tâche un peu plus complexe, parmi celles-ci :

- La durée d'un mois de stage était insuffisante ;
- L'insuffisance du temps consacré pour l'élaboration de ce travail ;
- La confidentialité des données.

BIBLIOGRAPHIE

Bibliographie

Ouvrages

1. BILET, Jerome.P : *marché à terme et gestion de l'économie pétrolière*, Economica, Paris, P.23
2. BRASSEUR,R :*législation et fiscalités internationales des hydrocarbures* ,édition technip, 1975, p.270.
3. CHAVANNE Xavier : *LES THÉORIES SUR L'ORIGINE DU PÉTROLE*, Laboratoire environnement et Développement, Université. D. Diderot, Paris, mai 2006, P.40.
4. DEVAU-CHARBONNEL , Jean, : *droit minier des hydrocarbures*, principe et application ,édition TECHNIP, paris,1987,p.40
5. DUROUSSET Maurice : *Le marché du pétrole*, Paris : Ellipses, 1999, p.5-6.
6. DUROUSSET.A : *le marché du pétrole*, ELLIPSES, Paris, 1999, p.56
7. FAVENNEC et PIERRE,Jean : *géopolitique de l'énergie*, IFP publications, paris,2007,p.88.
8. FAVENNEC.J.P : *exploitation et gestion de la raffinerie* ,édition technip, Paris ,1998,p.560
9. Forges, et Kluwer Pratique de droit : *la cession de rémunération et la délégation des sommes*, édition juridique Belgique, 1998, p.23-24.
10. KHELIF, A : *Environnement institutionnel et création d'entreprises dans le secteur algérien des hydrocarbures* ,Tamanrasset ,2006.
11. KHELLI, Omar : *La dynamique des marchés des hydrocarbures*, 2005, p.44.
12. SEBASTIEN, Jean Lalumière et Richard Alexis :*Le pétrole l'or noir du XX^{ème} siècle*, B.A, uQÀM 2002.
13. SVETLANA ,Tsalik et SCHIFFRIN ,Any : *Le pétrole Guide de l'énergie et du développement à l'intention des journalistes*, open society Institute ,2005
14. TSALIK S et SCHIFFRIN A : *Le pétrole Guide de l'énergie et du développement à l'intention des journalistes*, OPEN SOCIETY INSTITUTE 2005, p.20.

Site internet

1. http://www.larousse.fr/encyclopedie/divers/gaz_naturel/187263 , (consulter le 01/03/2018 à 21h26).
2. <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/opec>, (consulter le 11/03/2018 à 8h 30)
3. ¹
https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2014_French_ES.pdf , (consulter le 11/03/2018 à 9H54)
4. http://www.algeria-watch.org/fr/article/tribune/petrole_guerre_algerie.htm ,(consulter le 23/03/2018 à 13h30)
5. http://www.apn-dz.org/apn/french/activ_com/com_econom.htm consulter le (20/04/2018 à 21h30).

Guide

KPMG, *Guide des hydrocarbures* ,2007.

Réglementation

1. Réglementation N°20 du 19 aout 1986 relatif au hydrocarbure
2. Réglementation N°14 du 28 avril 2005 relatif au hydrocarbure.
3. Réglementation N°20 du 28 avril 2005 relatif au hydrocarbure.
4. Réglementation N°23du 19 aout 1986 relatif au hydrocarbure.
5. Réglementation N°20 de l'ordonnance 06-10 relatif au hydrocarbure.
6. Règlement N°20 du 28 avril 2005 complété modifié par l'ordonnance 06-10 relatif au hydrocarbure
7. Règlement N°47 du 28 avril 2005 complété modifié par l'ordonnance 06-10 relatif au hydrocarbure.
8. Règlement N°05-07 de l'ordonnance 06-10 du 29 juillet 2006 publié au journal officiel n° 48 relatif au hydrocarbure
9. Règlement Décret exécutif n°07-294 de 26 septembre 2007 fixe les procédures et conditions d'octroi de l'autorisation de prospection des hydrocarbures
10. Règlement N°06-10 du 29 juillet 2006 modifiant et complétant la loi n° 05-07 de 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures.

- 11.**¹ Règlement N°05-07 du 28 Avril 2005 relative aux hydrocarbures, publiée au JO n°50 du 19 Juillet 2005 relative au hydrocarbure L'ensemble des procédures de sélection, de soumission et d'évaluation des offres d'appel à la concurrence sont fixées dans le décret exécutif n°07-184 du 9juin2007.
- 12.**Règlement N°13-01 du 20 février 2013, modifiant et complétant la loi 05/07 Article 45 publiée au JO n°11 du 24 février 2013
- 13.**Règlement n°13-01 du 20 février 2013 modifiant et complétant la loi 05/07 Article 5 publiée au JO n°11 du 24 février 2013
- 14.**Règlement n° 13-01 du 20 février 2013, modifiant et complétant la loi 05-07Articles 68,71 et 73 publiée au journal officiel n°11 du 24 février 2013.
- 15.**Règlement N°86-14 du 19 août 1986, Art. 01.
- 16.**Règlement N° 86-14 du 19 août 1986, Art. 03.
- 17.**Règlement N°86-14 du 19 août 1986, Article 44.
- 18.**Règlement 86-14 Articles 40 et 41 relatif au hydrocarbure.
- 19.**Règlement N°86-14 Article 51 relatif au hydrocarbure.
- 20.**Règlement N°86-14 Article 48,49 relatif au hydrocarbure.
- 21.**Règlement N°86-14 Article 55 relatif au hydrocarbure.
- 22.**Règlement N°05-07 du avril 2005 Article 11 relatif au hydrocarbure.
- 23.**Règlement N°05-07 l'article 19 relatif au hydrocarbure.
- 24.**Règlement n°05-07 relatif au hydrocarbure
- 25.**Règlement N° 05-07 modifiée et complétée par la loi 01-13 du 20 février 2013 publié au journal officiel n°11 du 24 février 2013,Article 90.
- 26.**Règlement N°05-07 Article 52 relative au hydrocarbure.
- 27.**Règlement N°05-07 Article relative au hydrocarbure.
- 28.**Règlement N° 05-07 modifiée et complétée, Article 67 relative au hydrocarbure

Cours

1. ATTOU Rabah, Extrait du cours économie pétrolière, INHC, 2004.
2. LAMA Ahcen, Extrait de cours : *économie de raffinage*, INHC 2004.

Document

1. Meziane , présentation du système législatif et contractuel algérien bulletin des services fiscaux, page 29.
2. Mohamed abdou bouderbala , au bulletin des services fiscaux , n 9, décembre ;page 17.
3. Fiscalité et contrats en exploitation – production , SONATRACH CPE, 16 au 18 juin 2001 ,P102

Séminaire

1. BEICIP, séminaire, 1992
2. Présentation sur l'économie du développement et d'exploitation d'un gisement d'hydrocarbures, fait par M. Soudani, PED/AMT/2006.
3. Séminaire ENSP : « Journées d'information sur la fiscalité (fiscalité –aspect contractuel) »

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES

Dédicace

Remerciement

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des abréviations

Résumé

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE	15
CHAPITRE I : cadre générale des activités des hydrocarbures	1
Section01 : Aperçu sur l'industrie des hydrocarbures	2
1. Présentation des hydrocarbures.....	3
1.1. Le pétrole	3
1.2. Le gaz naturel.....	4
2. La chaîne des activités pétrolières.....	4
2.1. Les activités de L'amont pétrolier.....	4
2.1.1. Les activités de prospections/recherche :	5
2.1.2. Les activités de L'exploitation.....	6
2.2. Les activités de L'aval pétrolier.....	7
2.2.1. Transport des hydrocarbures par canalisation	7
2.2.2. Raffinage et transformation.....	8
2.2.3. Stockage et distribution.....	8
2.2.4. La commercialisation.....	9
3. La géopolitique du pétrole et l'évolution du marché pétrolier dans le monde	10
3.1.1. Avant la décennie 1970.....	11
3.1.2. Les années 1970 :	11
3.1.3. Les années 1980	12
3.1.4. Les années 1990	12
3.1.5. Les années 2000	12
3.2. Les intervenants au niveau mondial.....	12

3.2.1. L'OPEP	12
3.2.2. L'Agence internationale de l'énergie	13
3.2.3. Les compagnies nationales	14
3.2.4. Les grandes sociétés privées	14
4. Aperçu sur le secteur pétrolier	14
4.1. La contribution financière du secteur pétrolier	15
4.3. La chute des prix des hydrocarbures	18
4.4. La baisse de la fiscalité pétrolière	22
Section02 : Le cadre juridique et contractuelle des activités des hydrocarbures	24
1. Le Cadre juridique international	24
1.1. La propriété des hydrocarbures.....	25
1.1.1. L'accession.....	25
1.1.2. Le droit régalien	25
1.1.3. Le droit domanial.....	25
1.1.4. Le régime mixte.....	26
1.2. Les contrats pétroliers	26
1.2.1. Les contrats de concession	26
1.2.3. Les contrats du partage de production.....	28
2. Aspects juridiques des activités pétrolières en Algérie :	29
2.1. Les contrats pétroliers :	29
2.1.1. L'association en participation sans personnalité morale	29
2.1.3. L'association avec constitution d'une société commerciale.....	30
2.1.4. Le contrat de service	30
2.1.5. Le contrat de partage de production.....	32
2.2. Le droit de propriété de l'Etat.....	32
2.3. Les acteurs de l'activité pétrolière	32
2.3.1. Le ministère de l'énergie.....	32
2.3.2. La SONATRACH.....	33
2.3.3. La présentation des deux nouvelles agences (ALNAFT et Autorité de régulation) :	33
2.4. L'accès au domaine minier pétrolier	35
2.4.1. L'autorisation de prospection	35
2.4.1.1. Le contrat de recherche et/ou d'exploitation	36
2.4.1.2. Le contrat d'exploitation.....	36
2.4.1.3. La concession de transport par canalisation	37

2.4.1.4. Le raffinage et transformation des hydrocarbures	38
2.4.1.5. Le stockage, transport et distribution des produits pétroliers	38
CHAPITRE II : Le régime fiscal dans le domaine des hydrocarbures	40
Section 1 : régime fiscale des activités des hydrocarbures	41
1. la fiscalité des hydrocarbures et son évolution :	41
1.1. La fiscalité pétrolière sous l'occupation française :	41
1.1.1. L'histoire de la recherche des hydrocarbures en Algérie et l'origine de droit	41
1.1.1.1. Le code pétrolier saharien	42
1.1.1.2. Des accords d'EVIAN aux nationalisations du 24/02/1971	43
2. Le régime fiscal pétrolier applicable en Algérie	45
2.1. Définition de la fiscalité pétrolière	46
2.2. Les personnes assujetties	46
2.2.1. Le titulaire d'une autorisation de prospection	46
2.2.2. Le contractant	46
2.2.3. Concessionnaire	47
2.2.4. Associé	47
2.3. Le régime fiscal dans le cadre de la loi 86-14	48
2.3.1. La redevance :	49
2.3.2. L'impôt sur le résultat	50
2.3.3. L'impôt sur la rémunération du partenaire étranger :	53
2.5. Le régime fiscal dans le cadre de la loi 05-07	55
2.5.1.1. La taxe superficielle	56
2.5.1.2. La redevance :	56
2.5.1.4. Taxe sur le revenu pétrolier TRP	58
2.5.1.5. L'impôt complémentaire sur le résultat (ICR) :	60
2.5.1.6. Les taxes spécifiques	60
2.6. La modification de la loi 05-07 par la l'ordonnance 06-10	61
2.7. Les modifications introduites par la nouvelle loi 13-01	62
Section 02 : Analyse de la loi 86/14 de 1986 et la loi 05/07 de 2005	66
1. Evaluation de l'apport de la loi 86-14 modifiée et complétée	66
1.1. L'évolution budgétaire	66
1.2. Les résultats en matière de partenariat	67
2. Les limites de la loi 86/14 amendée par la loi 91/21 et les clauses de la promulgation de la loi 05/07	69
3. Les perspectives attendues de la loi 05-07 sur les hydrocarbures	72

CHAPITRE III : Etude de cas Sonatrach.....	74
Section 01 : Présentation de l'organisme d'accueil SONATRACH	75
1. Présentation	75
2. Historique de la SONATRACH depuis sa création	76
3. Les objectifs stratégiques de SONATRACH.....	79
4. Les structures de SONATRACH	80
4.1. Les structures opérationnelles.....	80
4.1.1. L'activité Exploration & Production	80
4.1.2.L'activité transport par canalisation	80
4.1.3.L'activité Liquéfaction, Raffinage et Pétrochimie	81
4.1.4.L'activité commercialisation.....	81
4.2. Structures Fonctionnelles	81
4.3.Direction Corporate (DCP).....	81
4.4.Direction Centrales	81
Section 02 : L'Analyse du poids de la fiscalité pétrolière selon les deux lois 86-14 et.....	82
05-07	82
1. La présentation du calcul des différents impôts selon la loi 05-07 et la loi 86-14.....	83
1.1. La redevance pétrolière	83
1.1.1. Le calcul de la redevance selon la loi 05-07 de 2005	83
1.1.1.1. Calcul de la destination de la production du périmètre	83
1.1.1.2. Calcul de la valeur de la production du périmètre.....	84
1.1.1.3. Calcul de la tarification transport.....	84
1.1.1.5. Calcul de l'assiette de redevance	84
1.1.2. La redevance selon la loi 86-14.....	86
1.1.2.1. Calcul de la valeur de la production du périmètre	86
1.1.2.2. Calcul de la tarification transport.....	87
1.2. L'impôt sur le résultat et l'impôt complémentaire sur le résultat ICR	88
1.2.1. L'impôt complémentaire sur le résultat ICR.....	88
1.2.2. L'impôt sur le résultat (ex Impôt Direct Pétrolier).....	88
1.2. La Taxe sur le revenu pétrolier (TRP).....	89
1.3.1. Calcul des tranches déductibles d'investissement	89
1.3.2. Calcul de la provision pour abandon	91
1.3.3. Calcul du cout d'achat du gaz	91
1.3.4. Calcul des frais de formation	91
1.3.5. Calcul de base TRP.....	91

1.4. La taxe superficiare	93
1.5. Impôt sur la rémunération (sur la part de l'associé).....	94
1.5.1. Participation du partenaire au financement	94
1.5.3. L'investissement	95
1.5.4. Calcul Cost Oil	96
1.5.6. Calcul profit oil.....	96
1.5.7 Calcul de l'impôt sur la rémunération	96
2. Analyse et interprétation des résultats obtenus	97
CONCLUSION GENERALE	105
Bibliographie	110
TABLE DES MATIERES.....	116

ANNEXES

Annexe n°1

Année	Période de recherche			Période de rétention définie article 42 plus période exceptionnelle définie article 37	Période d'exploitation	
	Zones	1 à 3 inclus	4 à 5			6 à 7
Zone A		4000	6000	8000	400 000	16 000
Zone B		4800	8000	12 000	560 000	24 000
Zone C		6000	10 000	14 000	720 000	28 000
Zone D		8000	12 000	16 000	800 000	32 000

Source : loi 05-07 du 28 avril 2005, Art 84, page 21.

Annexe n°2

	Zone A	Zone B	Zone C	Zone D
00 à 20.000 bep /jour	5.5%	8%	15%	12.5%
20.001 à 50.000 bep/jour	10.5%	13%	16%	20%
50.001 à 100.000 bep/jour	15.5%	18%	20%	23%
Supérieur à 100.000 bep/jour	12%	14.5%	17%	20%

Source : Article 85 de la loi 05-07 modifiée complétée

Annexe n°3

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

Source : Article 90 de la loi 05-07 complété modifié par l'ordonnance 06-10 modifiant et complétant la loi n° 05-07 relative aux hydrocarbures

ANNEXES

Annexe n °04 :le compte de résultat de Sonatrach seul selon la loi 05-07

SONATRACH		En Dinars
UNITE		
Cpte	DESIGNATION	2013
		Total
70	Ventes et produits annexes	845 172 027,03
72	Production stockée ou déstockée	-34 020 294,61
73	Production immobilisée	183 812 861,91
74	Subventions d'exploitation	
	I - PRODUCTION DE L'EXERCICE	994 964 594,33
60	Achats consommés	9 906 839,21
61	Services extérieurs	269 966 785,20
62	Autres services extérieurs	584 377 435,54
	II - CONSOMMATION DE L'EXERCICE	864 251 059,95
	III - VALEUR AJOUTEE D'EXPLOITATION (I-II)	130 713 534,38
63	Charges de personnel	76 985 662,00
64	Impôts, taxes et versements assimilés	211 064 279,00
	IV - EXEDENT BRUT D'EXPLOITATION	-157 336 406,62
75	Autres produits opérationnels	87 305 107,72
65	Autres charges opérationnelles	16 468 827,11
68	Dotations aux amortissements, provisions et pertes de valeur	223 555 881,49
78	Reprises sur pertes de valeurs et provisions	0,00
	V - RESULTAT OPERATIONNEL	-310 056 007,50
76	Produits financiers	968 665,00
66	Charges financières	0,00
	VI - RESULTAT FINANCIER	968 665,00
	VII - RESULTAT ORDINAIRES AVANT IMPOT (V + VI)	-309 087 342,50
695/8	Impôts exigibles sur résultats ordinaires	0,00

ANNEXES

692/3	Impôts différés (variations) sur résultats ordinaires	0,00
	► TOTAL DES PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES	1 083 238 367,05
	► TOTAL DES CHARGES DES ACTIVITES ORDINAIRES	1 392 325 709,55
	VIII - RESULTAT NET DES ACTIVITES ORDINAIRES	-309 087 342,50
77	Eléments extraordinaires (produits)	0,00
67	Eléments extraordinaires (charges)	0,00
	IX - RESULTAT EXTRAORDINAIRE	0,00
	X - RESULTAT NET DE L'EXERCICE	-309 087 342,50

Source : Etablie par nous-même à partir des données de l'entreprise

Annexe n° 5 : le compte de résultat le cas de Sonatrach seul selon loi 86-14

SONATRACH			En Dinars
UNITE	DESIGNATION		
Cpte	DESIGNATION	2013	
		Total	
70	Ventes et produits annexes	845 172 027,03	
72	Production stockée ou déstockée	-34 020 294,61	
73	Production immobilisée	183 812 861,91	
74	Subventions d'exploitation		
	I - PRODUCTION DE L'EXERCICE	994 964 594,33	
60	Achats consommés	9 906 839,21	
61	Services extérieurs	140 562 428,00	
62	Autres services extérieurs	584 377 435,54	
	II - CONSOMMATION DE L'EXERCICE	734 846 702,75	

ANNEXES

	III - VALEUR AJOUTEE D'EXPLOITATION (I-II)	260 117 891,58
63	Charges de personnel	76 985 662,00
64	Impôts, taxes et versements assimilés	12 463,00
	IV - EXEDENT BRUT D'EXPLOITATION	183 119 766,58
75	Autres produits opérationnels	87 305 107,72
65	Autres charges opérationnelles	16 468 827,11
68	Dotations aux amortissements, provisions et pertes de valeur	223 555 881,49
78	Reprises sur pertes de valeurs et provisions	0,00
	V - RESULTAT OPERATIONNEL	30 400 165,70
76	Produits financiers	968 665,00
66	Charges financières	0,00
	VI - RESULTAT FINANCIER	968 665,00
	VII - RESULTAT ORDINAIRE AVANT IMPOT (V + VI)	31 368 830,70
695/8	Impôts exigibles sur résultats ordinaires	0,00
692/3	Impôts différés (variations) sur résultats ordinaires	0,00
	► TOTAL DES PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRE	1 083 238 367,05
	► TOTAL DES CHARGES DES ACTIVITES ORDINAIRE	1 051 869 536,35
	VIII - RESULTAT NET DES ACTIVITES ORDINAIRE	31 368 830,70
77	Eléments extraordinaires (produits)	0,00
67	Eléments extraordinaires (charges)	0,00
	IX - RESULTAT EXTRAORDINAIRE	0,00
	X - RESULTAT NET DE L'EXERCICE	31 368 830,70

Source : Etablie par nous même a partir des données de l'entreprise

ANNEXES

Annexe n°6 :Le compte de résultat Sonatrach avec le partenaire selon la loi 05-07

SH 51%		En Dinars
UNITE		
Cpte	DESIGNATION	2013
		Total
70	Ventes et produits annexes	431 037 733,79
72	Production stockée ou déstockée	-17 350 350,25
73	Production immobilisée	93 744 559,57
74	Subventions d'exploitation	0,00
		0,00
	I - PRODUCTION DE L'EXERCICE	507 431 943,11
		0,00
60	Achats consommés	5 052 488,00
61	Services extérieurs	137 683 060,45
62	Autres services extérieurs	298 032 492,13
		0,00
	II - CONSOMMATION DE L'EXERCICE	440 768 040,57
		0,00
	III - VALEUR AJOUTEE D'EXPLOITATION (I-II)	66 663 902,53
63	Charges de personnel	39 262 687,62
64	Impôts, taxes et versements assimilés	107 642 782,29
		0,00
	IV - EXEDENT BRUT D'EXPLOITATION	-80 241 567,38
		0,00
75	Autres produits opérationnels	44 525 604,94
65	Autres charges opérationnelles	8 399 101,83
68	Dotations aux amortissements, provisions et pertes de valeur	114 013 499,56
78	Reprises sur pertes de valeurs et provisions	0,00
		0,00
	V - RESULTAT OPERATIONNEL	-158 128 563,83
		0,00
76	Produits financiers	494 019,15

ANNEXES

66	Charges financières	0,00
		0,00
VI - RESULTAT FINANCIER		494 019,15
VII - RESULTAT ORDINAIRES AVANT IMPOT (V + VI)		-157 634 544,68
695/8	Impôts exigibles sur résultats ordinaires	0,00
692/3	Impôts différés (variations) sur résultats ordinaires	0,00
		0,00
▶ TOTAL DES PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES		552 451 567,20
▶ TOTAL DES CHARGES DES ACTIVITES ORDINAIRES		710 086 111,87
VIII - RESULTAT NET DES ACTIVITES ORDINAIRES		-157 634 544,68
77	Eléments extraordinaires (produits)	0,00
67	Eléments extraordinaires (charges)	0,00
		0,00
IX - RESULTAT EXTRAORDINAIRE		-157 634 544,88
X - RESULTAT NET DE L'EXERCICE		-157 634 544,88

Annexe 07 : Le compte de résultat du partenaire selon la loi 05-07

SONATRACH 49%		En Dinars
UNITE	DESIGNATION	
Cpte		2013
		Total
	I - PRODUCTION DE L'EXERCICE	487 532 651,22
	II - CONSOMMATION DE L'EXERCICE	423 483 019,38
		0,00
	III - VALEUR AJOUTEE D'EXPLOITATION (I-II)	64 049 631,85
	IV - EXEDENT BRUT D'EXPLOITATION	-77 094 839,24
		0,00
		0,00

ANNEXES

V - RESULTAT OPERATIONNEL	-151 927 443,68
	0,00
	0,00
VI - RESULTAT FINANCIER	474 645,85
	0,00
VII - RESULTAT ORDINAIRE AVANT IMPOT (V + VI)	-151 452 797,83
	0,00
► TOTAL DES PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRE	530 786 799,85
	0,00
► TOTAL DES CHARGES DES ACTIVITES ORDINAIRE	682 239 597,68
VIII - RESULTAT NET DES ACTIVITES ORDINAIRE	-151 452 797,83
IX - RESULTAT EXTRAORDINAIRE	0,00
X - RESULTAT NET DE L'EXERCICE	-151 452 797,83

Annexe 08 : SONATRACH en association selon la loi 86-14

SONATRACH		En Dinars
UNITE		
Cpte	DESIGNATION	2013
		Total
70	Ventes et produits annexes	431 037 733,79
72	Production stockée ou déstockée	-17 350 350,25
73	Production immobilisée	93 744 559,57
	I - PRODUCTION DE L'EXERCICE	507 431 943,11
60	Achats consommés	5 052 488,00
61	Services extérieurs	7 047 061,68
62	Autres services extérieurs	298 032 492,13
	II - CONSOMMATION DE L'EXERCICE	310 132 041,80
	III - VALEUR AJOUTEE D'EXPLOITATION (I-II)	197 299 901,31
63	Charges de personnel	39 262 687,62
64	Impôts, taxes et versements assimilés	1 977 113,66
		0,00

ANNEXES

	IV - EXEDENT BRUT D'EXPLOITATION	156 060 100,03
75	Autres produits opérationnels	44 525 604,94
65	Autres charges opérationnelles	8 399 101,83
68	Dotations aux amortissements, provisions et pertes de valeur	114 013 499,56
	V - RESULTAT OPERATIONNEL	78 173 103,58
76	Produits financiers	494 019,15
66	Charge financier	00
	VI - RESULTAT FINANCIER	494019.15
	VII - RESULTAT ORDINAIRES AVANT IMPOT (V + VI)	78 667 122,73
695/8	Impôts exigibles sur résultats ordinaires	0,00
692/3	Impôts différés (variations) sur résultats ordinaires	0,00
	► TOTAL DES PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES	552 451 567,20
	► TOTAL DES CHARGES DES ACTIVITES ORDINAIRES	473 784 444,47
	VIII - RESULTAT NET DES ACTIVITES ORDINAIRES	78 667 122,73
77	Éléments extraordinaires (produits)	0,00
67	Éléments extraordinaires (charges)	0,00
	IX - RESULTAT EXTRAORDINAIRE	78667122.73
	X - RESULTAT NET DE L'EXERCICE	78667122.73

ANNEXES

Annexe 09 : le compte de résultat du Partenaire selon la loi 86-14

SONATRACH		En Dinars
UNITE		
Cpte	DESIGNATION	2013
		Total
70	Ventes et produits annexes	414 134 293,24
72	Production stockée ou déstockée	-16 669 944,36
73	Production immobilisée	90 068 302,34
74	Subventions d'exploitation	0,00
	I - PRODUCTION DE L'EXERCICE	487 532 651,22
60	Achats consommés	4 854 351,21
61	Services extérieurs	68 875 589,95
62	Autres services extérieurs	286 344 943,41
	II - CONSOMMATION DE L'EXERCICE	360 074 884,58
	III - VALEUR AJOUTEE D'EXPLOITATION (I-II)	127 457 766,64
63	Charges de personnel	37 722 974,38
64	Impôts, taxes et versements assimilés	6 106,87
	IV - EXEDENT BRUT D'EXPLOITATION	89 728 685,39
75	Autres produits opérationnels	42 779 502,78
65	Autres charges opérationnelles	8 069 725,28
68	Dotations aux amortissements, provisions et pertes de valeur	109 542 381,93
78	Reprises sur pertes de valeurs et provisions	0,00
	V - RESULTAT OPERATIONNEL	14 896 080,96
76	Produits financiers	474 645,85
66	Charges financières	0,00
	VI - RESULTAT FINANCIER	474 645,85
	VII - RESULTAT ORDINAIRES AVANT IMPOT	15 370 726,81

ANNEXES

695/8	Impôts exigibles sur résultats ordinaires	0,00
692/3	Impôts différés (variations) sur résultats ordinaires	0,00
	▶ TOTAL DES PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES	530 786 799,85
	▶ TOTAL DES CHARGES DES ACTIVITES ORDINAIRES	515 416 073,05
	VIII - RESULTAT NET DES ACTIVITES ORDINAIRES	15 370 726,81
77	Eléments extraordinaires (produits)	0,00
67	Eléments extraordinaires (charges)	0,00
	IX - RESULTAT EXTRAORDINAIRE	0,00
	X - RESULTAT NET DE L'EXERCICE	15 370 726.81