

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU
FACULTE DES SCIENCES ECONOMIQUES COMMERCIALES ET DES SCIENCES DE
GESTION



DEPARTEMENT DES SCIENCES FINANCIERS ET COMPTABILITÉ

Mémoire de Master

En Sciences Financières et Comptabilité

Spécialité : Finance d'Entreprise

Thème

Essaie d'analyse de l'impact de la loi N° 19-13 relative aux hydrocarbures sur la rentabilité d'un projet pétrolier et le rendement des impôts.

Cas de SONATRACH

Présenté par :

BOUBEKER Manel Yamina

BENYOUCEF Messina

Dirigé par :

SAHNOUNE Mohand

Tutrice de stage :

Mme BELHAMRI Zahra

Présenté devant le Jury composé de :

Président : MOUSSAOUI Abdelhakim, MCA, UMMTO

Examineur : ANICHE Arezki, MAA, UMMTO

Rapporteur : SAHNOUNE Mohand, MAA, UMMTO

Promotion 2022/2023

Remerciements

Avant tout nous remercions Dieu tout puissant qui nous a donné la force et surtout la patience d'arriver au bout de notre travail.

Suite à la réalisation de ce travail, nous exprimons en premier lieu notre gratitude et notre reconnaissance à Monsieur **SAHNOUNE Mohand**, d'avoir accepté de diriger notre travail, de nous avoir soutenues et encadrées de manière indéfectible et de nous avoir prodiguées de précieux conseils. Nous le remercions également pour sa convivialité et son sens de relations humaines.

Nos sentiments de gratitude s'adressent aussi à tout le personnel et les enseignants des départements de l'Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou qui ont contribué à notre formation durant notre cursus.

Nos remerciements vont également aux membres du jury, pour avoir accepté de consacrer du temps à la lecture de ce mémoire et nous permettre de présenter le fruit de notre travail.

Nous remercions également, Mme **BELHAMRI Zahra**, de nous avoir accueillies pour notre stage pratique, pour sa confiance et pour la documentation mise à notre disposition car sans elle ce travail n'aurait pas pu être réalisé.

Nous remercions également le personnel de la direction Finance et Comptabilité de l'entreprise SONATRACH sans oublier Mme **KACIMI Zahia**.

Enfin, nous remercions toutes les personnes qui nous ont aidées de près ou de loin à la réalisation de ce travail et que nous n'avons pas pu désigner nommément, qu'ils sachent que nous ne les avons pas oubliés, qu'ils trouvent ici l'expression de notre reconnaissance.

Dédicaces

Louange à Allah, le tout puissant et miséricordieux, qui m'a comblée de bienfaits, je lui rends grâce.

C'est avec une profonde gratitude et des mots sincères, que je dédie ce modeste travail de fin d'étude :

A Dieu tout puissant

A mes très chers parents, qui se sont sacrifiés pour ma réussite et qui ont éclairé mon chemin de Vie par leurs conseils judicieux. Aucune dédicace ne pourrait exprimer mon respect, ma considération et mes profonds sentiments envers eux. J'espère que je pourrais leur rendre un jour ce qu'ils ont fait pour moi, que Dieu leur prête bonheur et longue vie, en espérant qu'ils seront toujours fiers de moi. Que Dieu les bénisse, je les aime.

A ma très chère sœur Ryma et mon beau-frère Farès, en témoignage de ma profonde tendresse et reconnaissance pour leur soutien constant. Je leur souhaite un avenir florissant et une vie pleine de bonheur et de prospérité.

A ma très chère sœur Mélissa et mon très cher frère Amir, qui n'ont pas cessé de me soutenir et de m'encourager. Leurs amours, générosité exemplaire et présence constante ont fait de moi une adulte confirmée.

A la mémoire de ma grand-mère maternelle qui manque à cet événement. Que Dieu ait son âme et lui accorde sa miséricorde.

A mes grands-parents paternels, que Dieu leurs prête longue vie, santé et bonheur.

A mes tantes et oncles maternels et paternels, qu'ils trouvent dans ce travail l'expression de mon respect et mon affection la plus sincère.

A mes tantes maternelles Yamina, Nouara, Saliha, Djamilia, Sekoura, qui m'ont toujours soutenue et encouragée.

*A mon cher binôme et meilleure amie **Messina** avec qui j'ai partagé tellement de moments mémorables et inoubliables et qui a toujours su m'encourager et m'apporter la force de persévérer, je lui souhaite de la réussite dans sa Vie.*

Aux personnes qui m'ont toujours aidée et encouragée, qui étaient toujours à mes côtés, et qui m'ont accompagnée durant mes études universitaires, mes véritables amis, En particulier : Manal, Chahinez, Boudjema, Karim, Hamida, Yanis, compagnons d'étude et frères/sœurs de cœur. Que Dieu vous garde. En souvenir de notre sincère et profonde amitié et des moments agréables que nous avons passés ensemble.

A toutes les personnes qui m'ont soutenue de près ou de loin que j'aurais omises de citer.

BOUBEKER Manel Yamina

Dédicaces

Louange à Allah, le tout puissant et miséricordieux, qui m'a comblée de bienfaits, je lui rends grâce.

C'est avec une profonde gratitude et des mots sincères, que je dédie ce modeste travail de fin d'étude :

A ma chère maman, pour son amour pour moi, pour les sacrifices qu'elle consent pour rendre ses enfants heureux. Elle a enduré beaucoup de peine pour mon bien-être et ma réussite. Qu'elle reçoive ce mémoire en guise de ma reconnaissance et que Dieu la garde longtemps afin qu'elle puisse goûter aux fruits des arbres qu'elle a plantés.

A mon cher papa, qui a su montrer à ses enfants que le travail est libérateur et qui n'a ménagé aucun effort pour l'aboutissement de ce travail, qu'il en soit récompensé pour ses sacrifices. Que Dieu lui accorde une longue vie et une santé de fer afin qu'il soit récompensé pour tous les sacrifices qu'il a toujours consentis pour ses enfants.

Aucune dédicace ne pourra exprimer mes : respect, considération et grande admiration pour mes chers parents « Que Dieu vous protège !».

A mes chères sœurs Katia et Serine, et à mes chers frères Farouk et mon petit Amir, qui illuminent mes journées en toutes circonstances et qui savent toujours procurer la joie et le bonheur pour toute la famille. Que ce travail soit pour vous un exemple à suivre et vous incite à mieux faire.

*A ma meilleure amie et cher binôme **Manel Yamina**, pour sa présence tout au long de mon parcours, sa patience, sa compréhension, son aide et ses conseils pour réaliser ce modeste travail, et à qui je souhaite tout le bonheur du monde.*

A mes chers camarades : Mohamed Ali, Manal, Rachia, Nour, Karima, Zazi et Yamina qui m'ont apporté bonheur et joie, pour leur soutien et leur encouragement si précieux.

A tous les étudiants de la promotion de Finance d'Entreprise 2023.

BENYOUCF Messina

Sommaire

Sommaire

INTRODUCTION GÉNÉRALE.....	1
Chapitre I : L'organisation des activités des hydrocarbures en Algérie	5
Section 1 : La chaîne pétrolière et gazière en Algérie	6
Section 2 : Les relations contractuelles dans l'amont pétrolier.....	13
Section 3 : L'investissement dans les projets pétroliers	19
Chapitre II : Les dispositions fiscales des récentes lois sur les hydrocarbures (N°05-07 et N° 19-13)	33
Section 1 : L'ancienne loi sur les hydrocarbures et son dispositif fiscal	33
Section 2 : Le dispositif fiscal de la nouvelle loi sur les hydrocarbures N°19-13.....	49
Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures	67
Section 1 : Présentation du groupe SONATRACH et de la Direction Commercialisation	67
Section 2 : Analyse de l'impact des nouvelles dispositions fiscales de la loi N°19-13 sur la rentabilité des projets pétrolier et le rendement des impôts.....	76
Section 3 : Le calcul des paramètres de rentabilité liés au projet étudié selon les deux lois N°05-07 et N°19-13	132
CONCLUSION GÉNÉRALE	148
Bibliographie	151
Annexes	153
Table des matières	158

Liste des abréviations

Liste des abréviations

ALNAFT	Agence Nationale Pour La Valorisation Des Ressources En Hydrocarbures
ARH	Agence De Régulation Des Hydrocarbures
Art	Article
B.e.p	Baril équivalent pétrole
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
BN	Base Négative
CA	Coût d'abandon
CF	Cash-flows
CF_k	Cash-flows Actualisés
CL	Coût de Liquéfaction du gaz naturel
CG	Coût d'achat et Gaz
CO	Coût d'Opérateurs
CS	Coût de Séparation des gaz de pétrole
CT	Coût de Transport
DA	Dinar Algériens
Dan	Déduction Annuelle
DC	Dépense Cumulées
DCP/Fin	Département Direction Corporate Finances
DG	Direction Générale
DGE	Direction des Grandes Entreprises
DSI	Direction des Système d'Information
ERP	Entreprise Ressource Planning
GNL	Gaz Naturel Liquéfié
GPL	Gaz propane Liquéfié
JORADP	Journal Officiel de la République Algérienne Démocratique et Populaire
IBS	Impôt sur le Bénéfice des Société
IR	Impôt sur le Résultat
ICR	Impôt Complémentaire sur le Résultat
IRD	Investissement de Recherche et Développement
IRH	Impôt sur le Revenu des Hydrocarbures
KTP	<i>Kondor Trade Processing</i>
M\$	Million de Dollar
OPEX	<i>Operating Expenditure</i>
PB	Pétrole Brut
PC	Surface de Périmètre Contractuel
POD	<i>Plan Of Development</i>
PROV	Provisions
QP	Quantité perdues
QR	Quantité Réinjectée
QS	Quantité Consommées pour les besoins de production
USD	United States Dollar
PSC	<i>Production Sharing Contract.</i>
PV	Valeur de Production (Production Valorisée)
R	Redevance
Rb	Revenu brut
RB	Rémunération Brut du Cocontractant
RCE	Rémunération brute du Co-contractant Étranger

Liste des abréviations

RE	Résultat total de l'Entreprise
RH	Redevance Hydraulique
RNC	Revenu Nets Cumulées
SAP	Système Applications and Product
SONATRACH	Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation et la Commercialisation des Hydrocarbures
SPA	Société Par Action
TA	Tranche Annuelle
TAIR	Tranche Annuelle des Investissement de Recherche et de Développement
TRC	L'Activité Transport par Canalisation
TRI	Taux de Rentabilité Interne
TRP	Taxe sur le Revenu Pétrolier
TSF	Taxe Superficiaire
VAN	Valeur Actuelle Nette
VP	Vice-président

Introduction générale

De nos jours, le pétrole est devenu la principale source d'énergie et l'unique dans certains secteurs ¹. En effet, de nombreux pays possédant d'importants gisements d'hydrocarbures liquides et gazeux mettent en œuvre d'importants efforts afin de mettre en place une réglementation fiscale spécifique, principalement dans le secteur amont de l'industrie pétrolière qui concerne les activités d'exploration et d'exploitation en excluant l'aval. Cette démarche vise à satisfaire les besoins financiers des États qui possèdent ces ressources précieuses tout en attirant les investisseurs étrangers, notamment les grandes entreprises pétrolières. De ce fait, l'Algérie depuis la nationalisation des hydrocarbures en 1971, allant de la loi N°86-14 jusqu'à la loi N°19-13, modifiée et complétée, déploie des efforts sur le plan juridique et fiscal pour la valorisation du secteur des hydrocarbures qui produit une grande partie des recettes budgétaires.

Ces changements ont entraîné des mutations importantes dans le dispositif institutionnel, législatif et réglementaire qui régit les activités d'hydrocarbures en Algérie. Ils ont notamment instauré l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) et l'Agence de Régulation des Hydrocarbures (ARH). Ces réformes ont consacré le principe de séparation des rôles de l'État en tant que propriétaire du domaine minier des hydrocarbures, promoteur des investissements et protecteur de l'intérêt général, et de l'entreprise publique SONATRACH en tant qu'opérateur économique et commercial chargé de la création de richesse et de plus-value.

La fiscalité pétrolière est un instrument de la politique pétrolière pour affirmer la souveraineté de l'État sur les ressources de son sous-sol et pour contrôler les compagnies pétrolières opérantes sur son territoire. Cette fiscalité pétrolière vise à assurer le maintien du niveau de la production sinon son développement et de maximiser les recettes pétrolières de l'État, et c'est dans ce cadre que s'inscrit notre étude de la fiscalité pétrolière en Algérie. C'est pourquoi le législateur Algérien a mis en place un régime fiscal ayant pour objet de diversifier les rentrées de l'État, en introduisant de multiples droits et taxes. L'objectif de ce régime fiscal est d'assurer une protection optimale des intérêts de l'État à travers l'agence ALNAFT et ARH.

¹ DIKOUME AL., La fiscalité pétrolière des Etats membres de la CEMAC, Ed. Harmattan, 2008, Paris. P15.

Ensuite, cette fiscalité pétrolière a connu des modifications apportées au cadre institutionnel. Ces derniers ont pour objets d'améliorer les conditions d'investissement et l'instauration d'une fiscalité orientée vers la rentabilité du gisement, et qui encourage en même temps, les activités de recherche et d'exploitation pétrolière. D'un autre côté, ces modifications restent risquées, car en plus des risques classiques cette fiscalité fait face : à une offre abondante, une baisse des prix, une introduction progressive des énergies renouvelables et un impact par une crise sanitaire inédite. Elle est confrontée à de nombreuses incertitudes liées : aux rendements, aux coûts d'investissements (CAPEX) et opératoires (OPEX), au taux de production, au prix du pétrole et au taux de succès géologique. Avec l'ensemble de ces incertitudes, il est difficile de prévoir les bénéfices et les cash-flows potentiels des projets². Principalement, le prix joue un rôle fondamental dans le rendement des projets pétroliers étant très sensible à leur variation. Aussi, l'évaluation des projets d'exploration et de production nécessite une attention particulière au prix du pétrole, surtout avec la conjoncture actuelle où les prix n'ont jamais été aussi volatiles.

La problématique

L'industrie pétrolière algérienne a subi des évolutions dans son cadre fiscal et contractuel dès sa nationalisation en 1971, réalisées dans le contexte d'une économie centralisée. Cette industrie a subi d'importantes modifications suite au contre-choc pétrolier de 1986. Diverses mesures législatives ont été mises en place dans le but de revitaliser le secteur et augmenter les revenus de la rente pétrolière qui constitue la principale source de financement du budget de l'État. Parmi ces mesures, on mentionne la promulgation de la loi N°05-07 en 2005 et de la loi N°19-13 adoptée en 2019.

Si l'on se tient uniquement aux évolutions récentes sur ce plan, l'on remarque que ces révisions comportent des modifications dans la partie relative aux dispositions fiscales, et cela soit en modifiant un impôt déjà existant, soit en créant de nouveaux ou soit en supprimant d'autres.

² BELAID F. et DE WOLF D, «Analyse du risque et évaluation des projets d'investissement», 8ème Conférence Internationale de modélisation et simulation, 10 au 12 mai 2010, Hammamet. Tunisie, P1.

Cette observation nous conduit à nous poser la question suivante : **quel est l'impact des modifications fiscales, introduites successivement par les révisions récentes de la loi relative aux hydrocarbures, sur la rentabilité des projets pétroliers et le rendement des impôts au profit de l'Etat ?**

Pour contribuer à éclairer cette problématique, notre approche s'est concentrée sur l'examen de trois questions secondaires :

- Quelles sont les raisons qui ont conduit à la modification du régime fiscal appliqué aux hydrocarbures ?
- Quel est impact de la fiscalité pétrolière sur la rentabilité d'un projet pétrolier, suivant les dispositions de loi N° 05-07 ou suivant la loi N° 19-13 ?
- Quel effet apporte la nouvelle loi en terme de rendement des impôts fiscal ?

Méthodologie de recherche

Afin de traiter la problématique posée dans ce travail, nous avons suivi la démarche méthodologique qui articule une recherche documentaire et une analyse sur le cas d'un projet d'investissement pétrolier soumis aux mesures fiscales de la loi N° 05-07 puis celles de la loi N° 19-13.

A travers la recherche documentaire, nous cherchons à examiner les travaux portant sur l'industrie pétrolière dans son ensemble ainsi que sur les aspects spécifiques de l'amont pétrolier. La littérature existante met en lumière le caractère stratégique de cette industrie et souligne l'importance de rendement dans l'évaluation de la rentabilité des projets. Pour pouvoir élaborer cette partie de notre travail, nous avons consulté quelques ouvrages, des articles publiés, des documents issus de sites web ainsi que des travaux de recherche universitaires.

Dans la partie analyse, nous avons opté pour une méthode d'analytique comparative qui repose sur des données collectées et des documents fournis par l'entreprise SONATRACH. Nous allons présenter et analyser les paramètres de rentabilité utilisés dans le champ pétrolier en s'appuyant sur le cas d'un projet d'investissement pétrolier choisi à cet effet.

Structure du mémoire

Ce travail de recherche a abouti à la rédaction du présent mémoire, lequel est structuré en trois chapitres.

Le premier chapitre porte tout d'abord sur l'organisation des activités des hydrocarbures en Algérie dans l'industrie pétrolière. S'ensuit la mise en exergue des relations contractuelles dans l'amont pétrolier. Et enfin, nous décrivons les différents critères d'évaluation d'un projet d'investissement qui indique les outils d'évaluation de la rentabilité de l'amont pétrolier.

Dans le deuxième chapitre, nous introduisons les dispositions fiscales entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures, à travers la description de l'évolution de différentes lois depuis l'indépendance jusqu'à la nouvelle loi N° 19-13 ainsi que les différentes dispositions des deux lois N° 05-07 et N° 19-13.

Le troisième chapitre, porte sur l'étude comparative de la fiscalité pétrolière avant et après la nouvelle loi sur les hydrocarbures. En premier lieu, nous faisons la présentation de l'organisme d'accueil, à savoir la SONATRACH en général, et l'activité commercialisation. En seconde lieu, la partie pratique comprend deux sections :

- la première section consacrée pour une comparaison de régime fiscal d'un projet situé dans le domaine minier du Sud Algérien à Hassi Messaoud tout en utilisant les formules des deux lois, N° 05-07 et N°19-13 sur les hydrocarbures entre un partenaire étranger et la SONATRACH.
- La deuxième section de notre travail a consisté à appliquer les différents critères d'évaluation étudiés précédemment pour le calcul de rentabilité d'un projet pétrolier, tout en vérifiant le rendement de ces taxes.

***Chapitre
I :L'organisation des
activités des
hydrocarbures en
Algérie***

Introduction

L'Algérie dispose de nombreuses ressources naturelles. Cependant, le secteur des hydrocarbures représente le principal pourvoyeur de ses ressources financières. L'organisation des activités des hydrocarbures en Algérie est gérée principalement par la société nationale des hydrocarbures, la SONATRACH.

SONATRACH est un acteur majeur dans le domaine du pétrole et du gaz. Elle exerce ses activités dans quatre principaux domaines : l'Amont, l'Aval, le Transport par canalisations et la Commercialisation. Elle est présente dans plusieurs projets avec différents partenaires en Afrique, en Amérique Latine et en Europe.

Les activités de base du Groupe portent sur toute la chaîne des hydrocarbures, en commençant par la recherche et l'exploration, jusqu'à la transformation des hydrocarbures et leur commercialisation aux consommateurs finaux. Celle-ci comprend :

En amont, les activités d'exploration et de recherche pétrolières, l'extraction ou la production d'hydrocarbures qui comprend l'évaluation, le développement du puits et la production réelle.

En aval, les activités logistiques, ou de transport, consistant à déplacer les hydrocarbures des points de production vers les points de commercialisation.

La fiscalité pétrolière concerne ici la fiscalité de l'amont pétrolier, c'est-à-dire la fiscalité de recherche et de l'extraction d'hydrocarbures, en excluant l'aval.

Dans ce premier chapitre, nous allons nous intéresser d'abord à la chaîne pétrolière et gazière pour traiter les phases de l'amont et l'aval, en pointant les différentes activités du processus de chacune des étapes. Ensuite on s'intéresse aux relations contractuelles dans l'amont pétrolier. Enfin, le troisième point indiquera l'investissement dans le projet pétrolier.

Section1 : La chaine pétrolière et gazière en Algérie

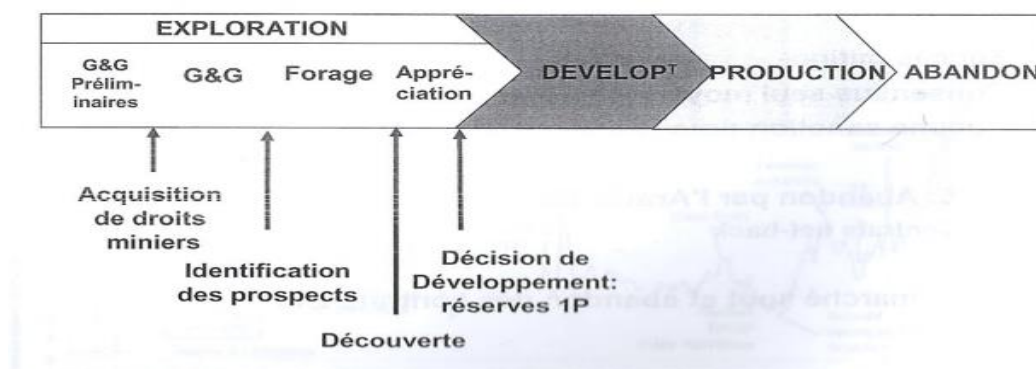
La SONATRACH assure l'entière responsabilité de l'économie du pays depuis plus de 50 ans. Son objectif est de développer les importantes réserves d'hydrocarbures de l'Algérie. Le principal acteur de l'industrie pétrolière, connu sous le nom de « major africain », a pour mission de valoriser les importantes réserves en hydrocarbures de l'Algérie. Il tire sa force de sa capacité à être un groupe entièrement intégré sur toute la chaine de valeur des hydrocarbures. Actuellement, le secteur des hydrocarbures en Algérie est considéré comme une épine dorsale de l'économie nationale et de croissance du pays.

1. L'industrie de l'amont pétrolier et gazier

Le premier maillon de la chaine pétrolière et gazière est « l'industrie amont ».

La SONATRACH opère en effort propre ou en partenariat avec des compagnies pétrolières étrangères, des gisements dans différentes régions du Sahara algérien (Hassi Messaoud, Hassi R'Mel, et autres). Ces opérations sont matérialisées par des accords entre SONATRACH et le pays étranger pour le développement des gisements découverts, l'amélioration du taux de récupération et l'évaluation des réserves. Les produits résultants de cette phases ont principalement : le pétrole brut, le condensant et les gaz butane et propane. Le schéma ci-dessous présente les phases essentielles de l'industrie amont. Ces dernières sont régies par les dispositions fiscales de la loi sur les hydrocarbures.

Figure 1 : Industrie amont



Source : ENSPM formation industrie, une formation IFP training pour SONATRACH CPE,
« Fiscalité pétrolière internationale », Paris, 2008, P12.

1.1. La phase de recherche (ou exploration)

La recherche est la première étape du processus de l'industrie amont. Elle est un ensemble d'opérations préliminaires à l'exploitation dont le but est la découverte d'accumulation d'hydrocarbures liquides et gazeux éventuellement solides, techniquement et économiquement exploitables. La recherche constitue une phase particulière caractérisée par une prise de risques. Aussi, le développement de nouvelles techniques d'exploration a permis d'améliorer la visibilité des spécialistes en géologie, et d'augmenter ainsi l'efficacité de l'exploration. La recherche comprend la prospection et l'appréciation de la taille et les caractéristiques du réservoir.

Prospection³ est l'ensemble des travaux permettant la détection d'hydrocarbures, notamment par l'utilisation de méthodes géologiques et géophysiques, y compris la réalisation de forage stratigraphiques⁴.

C'est phase qui met en avant l'appréciation et l'évaluation des bassins et zones à prospector. Cette phase regroupe :

- les études géologiques ;
- les études géophysiques ;
- l'évaluation de prospect.

Les études géologiques consistent dans le démarrage de la prospection. C'est la base de mesure établie par les géologues, avant d'aller plus loin comportant l'étude de la nature du sous-sol pour identifier les structures potentielles contenant du pétrole ou du gaz. Cette première méthode citée n'est utilisée que marginalement.

Les études géophysiques sont des techniques telles que la sismique 2D, la sismique 3D, les ondes sismiques, etc., qui permettent d'obtenir une image la plus précise et la plus fiable et de recueillir des données sur la structure géologique du sous-sol. Cette méthode

³ La loi N°19-13 du 22 décembre 2019, JORADP N°79, P8.

⁴Un forage stratigraphique est un forage de puits ayant pour finalité la reconnaissance géologique des couches sédimentaires ou autres traversées par ce forage en vue déterminer les caractéristiques liées au potentiel en hydrocarbures du permettre concerne, notamment en matière de roche-mère, réservoir, extensions verticales des couches, et nature des fluides.

géophysique se décline suivant trois approches principales : la magnétométrie⁵, la gravimétrie⁶ et la sismique⁷.

Après ces études, la présence d'un gisement reste incertaine, c'est pour cela qu'on parle de prospect ou de **l'évaluation de prospect**. C'est la phase la plus difficile qui nécessite une bonne évaluation. En cas de mauvaise évaluation, un forage de plusieurs millions de dollars peut aboutir à un résultat négatif.

La délinéation consiste en la délimitation de gisement (définir l'étendue de gisement) par un ensemble de forages appelé forages de délinéation.

L'appréciation c'est lorsqu'un ou plusieurs puits d'exploration sont forés dans un réservoir et qu'il en résulte une découverte de réserves en hydrocarbures, des puits additionnels, appelés des puits d'appréciation, peuvent être forés pour obtenir des informations sur la taille et les caractéristiques du réservoir, pour évaluer le potentiel commercial et pour estimer l'importance des réserves récupérables.

Des calculs de rentabilité sont effectués pour déterminer si les ventes futures du pétrole et du gaz couvriront les coûts engendrés pour toute la durée de vie de l'exploitation.

Le profil de production est défini par une simulation qui prévoit les volumes de production du gisement, année par année, du début à la fin de l'exploitation.

C'est la phase qui prend en charge les tests du meilleur prospect à travers le forage.

1.2. La phase de développement

Avant de commencer la production elle-même, les ingénieurs en collaboration avec différentes structures établissent le plan de développement du gisement à travers l'évaluation du nombre de forages nécessaires et choisissent les installations les plus adaptées pour les

⁵La magnétométrie désigne la mesure des champs magnétiques et des propriétés magnétiques des corps. Elle correspond une méthode de prospection géophysique fondée sur la mesure systématique du champ magnétique terrestre, en des points de station régulièrement répartis sur la zone à étudier.

⁶La gravimétrie est une technique géophysique qui mesure les variations du champ potentiel gravitationnel de la Terre. La gravimétrie est une méthode de prospection qui permet de déterminer des anomalies de densité dans le sous-sol.

⁷La sismique est un ensemble de procédés consistant à émettre des signaux (explosions, vibrations, etc.) à la surface du sol et à étudier, à l'aide d'appareils, la propagation, la réfraction, la réflexion des ondes qui en résultent et qui donnent des renseignements sur la structure, sur la nature des roches de la zone observée.

différentes étapes de la production (méthodes d'extraction, traitement des produits ramenés à la surface, stockage provisoire et expédition).

Ainsi, le profil de production est défini par une simulation qui prévoit les volumes de production du gisement, année par année, du début à la fin de l'exploitation.

« Le Plan de développement est un programme de travaux concernant les opérations de développement, de mise en production et d'exploitation des hydrocarbures, d'abandon et de remise en état du site. Le plan de développement comprend : notamment une délimitation du périmètre d'exploitation à développer, les éléments techniques, économiques et financiers, la localisation du point de mesure, les mesures de sécurité et de protection de l'environnement ainsi que les éléments de contenu local »⁸.

1.3. La phase de production

Cette phase commence avec la première quantité d'hydrocarbures commercialisables produite, elle est connue sous le terme *First-Oil*. Dans cette phase, les flux de trésorerie augmentent, puisque la société commence à générer des revenus qui vont constituer l'essentiel du retour sur l'investissement effectué.

La phase de production est caractérisée par trois périodes :

- **La période de construction (courte période)** durant laquelle les puits nouvellement forés sont mis en production. La production augmente progressivement.
- **La période du plateau (entre 2 et 5ans)** durant laquelle les puits nouvellement forés produisent à pleine capacité mais les puits anciens commencent à entrer dans le déclin. Toutefois, la production reste stable, et les équipements fonctionnent à pleine capacité.
- **La période de déclin (la plus longue)** où tous les puits producteurs sont en phase de déclin.

Après une certaine durée de production, le débit de gisement diminue ce qui engendre un besoin d'augmentation de débit. Cette augmentation se fait à travers des techniques utilisées pour optimiser les quantités récupérables d'hydrocarbures et prolonger ainsi la phase

⁸Loi N°19-13 du 22 décembre 2019, JORADP N°79, P8.

de production. Pour que cela aboutisse, la pression dans le puits doit être nettement inférieure à celle des fluides présents dans le réservoir :

- Si cette différence de pression existe naturellement et si elle est suffisamment importants, les hydrocarbures se dirigent vers le puits et remontent d'eux-mêmes à la surface.
- Si la pression du gisement est insuffisante, mais aussi pour augmenter la productivité des puits, il faut réaliser des investissements supplémentaires en ayant recours à des procédés de récupération assistée qui sont : la récupération primaire (injection d'eau), la récupération secondaire (injection du gaz) et la récupération tertiaire (injection de l'eau et du gaz) sous une pression supérieure à la pression interne du puits pour que les hydrocarbures puissent remonter plus facilement.
- Le pompage artificiel peut également être réalisé en installant des pompes au niveau des puits.

1.4. L'abandon et la remise en l'état du site

L'abandon et la remise en état des sites est une opération nécessaire pour permettre l'abandon, le démantèlement, la réhabilitation, la remise en état des sites et la protection de l'environnement. Ces opérations doivent s'effectuer dans le respect de la législation, de la réglementation en vigueur ainsi que des normes et standards généralement admis dans l'industrie des hydrocarbures à la date de remise en état⁹.

2. L'industrie de l'aval pétrolier et gazier

Les activités de l'aval pétrolier qui comprennent le transport par canalisation, le raffinage et pétrochimie et la commercialisation des hydrocarbures, sont régies par les dispositions fiscales de droit commun.

Aussi importante que l'activité « Exploration et Production », l'activité aval a pour missions essentielles, le raffinage, la liquéfaction de gaz naturel et enfin la commercialisation. Tous les avis convergent pour dire que le pétrole brut est inutilisable en l'état. Ses composants doivent être séparés afin d'obtenir les produits finaux directement exploitables. De nombreuses opérations sont effectuées dans le cadre de l'activité aval.

⁹ La loi N°19-13 du 22 décembre 2019, JORADP N°79, P5.

La SONATRACH compte six raffineries en activité sur le territoire : deux complexes Pétrochimiques, quatre complexes de Liquéfaction GNL et deux complexes de Séparation GPL.

2.1. La phase de transport par canalisation

L'activité de transport des hydrocarbures par canalisations constitue un segment stratégique de l'industrie pétrolière, vu l'éloignement des champs pétroliers des zones d'évacuation (plusieurs puits sont liés par des pipelines à l'intérieur du gisement ; ce réseau s'appelle zone d'évacuation). Il est constitué principalement de :

- **oléoducs** pour le transport des hydrocarbures liquides (principalement pétrole brut et condensat) ;
- **gazoducs** pour le transport de gaz naturel (butane et propane) ;
- **dépôt de stockage** (HAOUDALHAMRA dépôt de stockage des produits pétroliers SONATRACH) ;
- **méthaniers** pour le transport de GNL¹⁰ ;
- **moyens de transport par voies terrestres** (chemins de fer, les camions de NAFTAL) ;
- **moyens de transport par voie maritime** (navires pétroliers).

La SONATRACH dispose d'un réseau de canalisation d'une longueur d'environ 2000 Km dont deux gazoducs transcontinentaux un vers l'Espagne (le MEDGAZ) et l'autre vers l'Italie via la Sicile (Enrico Mattei). La gestion de ces réseaux a été confiée à la société transport des hydrocarbures (STH), dont le capital est détenu à 60% par la SONATRACH. Le réseau de transport des hydrocarbures appartient à la SONATRACH à 100%.

2.2. La phase de raffinage et pétrochimie

Le raffinage du pétrole est la transformation¹¹ du pétrole brut en produits pétroliers finis. Sans transformation, le pétrole brut ne possède qu'une faible utilité. A travers la

¹⁰C'est le gaz naturel, de qualité commerciale, condensé à l'état liquide. Il se compose essentiellement de méthane mais comprend aussi jusqu'à 10 % d'éthane et de petites quantités d'autres gaz.

¹¹Le raffinage est une opération de séparation du pétrole brut ou du condensat en produits pétroliers destinés à l'utilisation directe alors que la transformation est aussi une opération qui se présente sur la séparation des gaz de pétrole liquéfiés, liquéfaction du gaz, opérations de transformation du gaz en produits pétroliers. La transformation couvre également la pétrochimie et la gazo chimie utilisant les hydrocarbures comme matière première principale.

séparation et la transformation de ses composants, le raffinage permet d'en extraire aussi bien des produits nécessaires aux activités de la vie courante (chauffage, transport, cuisine ...) que des produits dérivés utilisés dans des processus industriels (pétrochimie, revêtements routiers ...). Cette gamme de produits illustre l'importance du raffinage dans l'économie. La grande variété de produits issus du pétrole brut s'explique notamment par la richesse de ses composants aux propriétés chimiques multiples.

La pétrochimie en Algérie est un secteur clé de l'industrie nationale. Le pays dispose de vastes ressources en hydrocarbures, notamment de pétrole et de gaz naturel, qui sont la base de la production de produits pétrochimiques. La pétrochimie en Algérie est principalement axée sur la transformation de ces matières premières en divers produits chimiques et plastiques.

Ce sont deux activités fortement liées dans leur condition de réalisation, le plan de développement en Algérie pour la pétrochimie n'a pas vu le jour avant 1979 (depuis la mise en marche de l'usine de Skikda) ; actuellement la SONATRACH est en train de mener des projets dans ce secteur et des stratégies pour sa mise en œuvre.

2.3. La phase de commercialisation des hydrocarbures

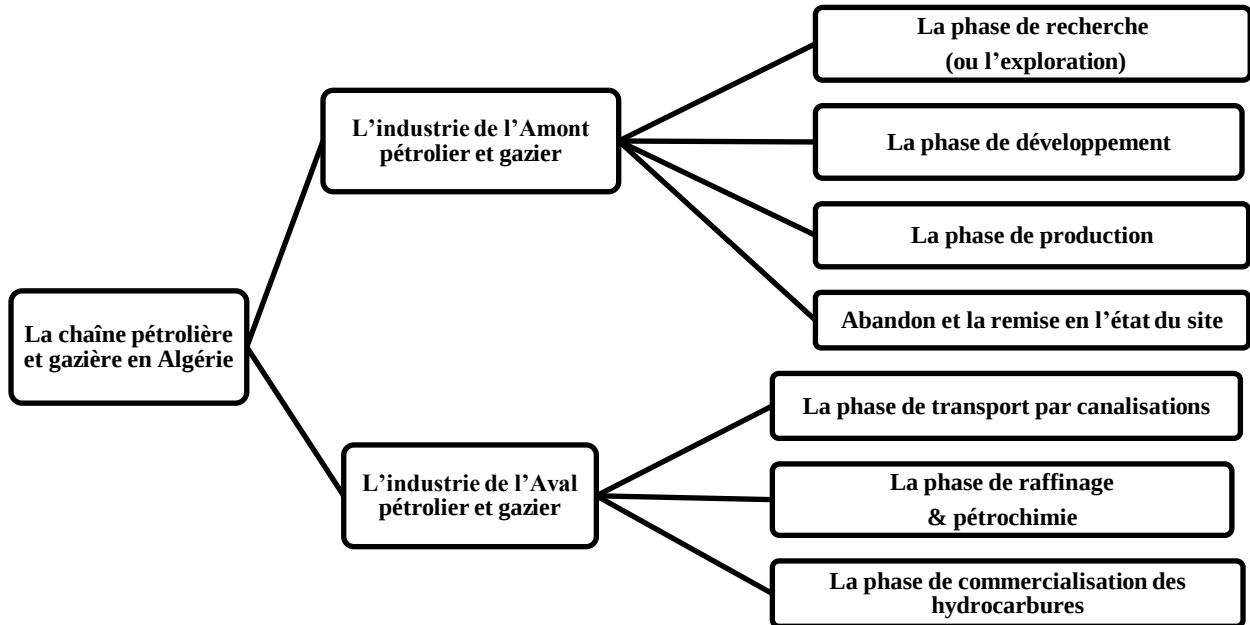
C'est une activité récente créée en 2011. L'activité de commercialisation des hydrocarbures est l'une des principales activités de la SONATRACH. Cette activité englobe la vente et la distribution des hydrocarbures et de leurs dérivés. La SONATRACH joue un rôle crucial dans la vente des produits pétroliers et gaziers, tant sur le marché national qu'à l'échelle internationale.

La société assure la mise en place de contrats d'approvisionnement, négocie les prix, organise le transport et coordonne les opérations logistiques pour assurer la livraison efficace des hydrocarbures aux clients. La commercialisation des hydrocarbures est essentielle pour générer des revenus et contribuer au développement économique du pays.

Elle est chargée de l'élaboration et de l'application des politiques et stratégies en matière de commercialisation intérieure et extérieure des hydrocarbures ; Elle est également chargée de l'organisation de l'information et du *reporting* de l'activité. La commercialisation regroupe la vente aux clients nationaux et internationaux des produits semi-finis (Pétrole brut

(PB), condensat, propane et butane) ou finis à la sortie des raffineries ou des usines de pétrochimies (tels que les engrais et le plastique).

Figure 2 : Schéma explicatif de la chaîne pétrolière et gazière en Algérie



Source : Réalisée par nos soins à partir des documents internes de la SONATRACH.

Section 2 : Les relations contractuelles dans l'amont pétrolier

Les relations contractuelles dans l'amont pétrolier jouent un rôle crucial dans l'exploration, la production et le développement des ressources pétrolières. L'amont pétrolier englobe les activités qui se déroulent en amont de la chaîne de valeur pétrolière, depuis la découverte des gisements jusqu'à leur extraction. Ces contrats permettent une répartition plus équitable et attractive des bénéfices avec les partenaires étrangers, et de donner à ces derniers la latitude de choisir la forme contractuelle la plus adéquate à leur volonté quant à l'exercice de leur activité dans le domaine des hydrocarbures en Algérie.

Dans cette section, nous allons aborder dans un premier temps la redéfinition des rôles de différents acteurs dans le secteur des hydrocarbures, puis nous présenterons les différents types de contrats.

1. La redéfinition des rôles de différents acteurs dans le secteur des hydrocarbures

Une nouvelle loi a récemment été adoptée pour redistribuer les rôles et les responsabilités au sein du secteur des hydrocarbures. Cette réforme accorde des prérogatives distinctes à chaque acteur clé, à savoir le Ministère de l'Énergie et des Mines, l'Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures (ALNAFT), l'Autorité de Régulation des Hydrocarbures (ARH) et la compagnie nationale des Hydrocarbures (SONATRACH).

Dans le cadre de cette nouvelle loi, le Ministre de l'Énergie se concentre principalement sur la prise de décisions stratégiques liées à la politique énergétique, tandis que les questions techniques ne relèvent plus de sa responsabilité.

La nouvelle loi met en avant l'indépendance de l'ALNAFT et de l'ARH dans son sixième (6) chapitre. Leurs rôles sont désormais définis de manière plus précise et différenciée par rapport à celui du Ministère de l'Énergie et des Mines. L'ALNAFT exercera principalement son autorité sur les activités amont de recherche et d'exploitation, tandis que l'ARH se concentrera davantage sur les activités aval. Une nouveauté importante est que l'ALNAFT et l'ARH ont désormais le pouvoir de résilier un contrat signé avec un partenaire étranger ou national ne respectant pas les clauses et les normes requises, sans nécessiter l'approbation du Ministre de l'Énergie.

En outre, l'ALNAFT ne sera plus impliquée dans les contrats de recherche et/ou d'exploitation d'hydrocarbures. Elle attribuera à la SONATRACH et à ses partenaires étrangers le droit de réaliser ces opérations : les opérations d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures dans le cadre de contrats pétroliers conclus entre eux.

Cependant, conformément à l'article 46 de la nouvelle loi sur les hydrocarbures, l'ALNAFT sera autorisée à conclure des contrats de service de prospection dans le cadre de l'exécution de ses missions, notamment dans le domaine de l'exploration offshore.

La conclusion des contrats d'hydrocarbures¹² repose sur un acte d'attribution délivré par l'ALNAFT pour chaque périmètre sélectionné. Le choix des partenaires de la SONATRACH sera effectué par appel d'offres ou exceptionnellement de gré à gré. Il est important de noter que la nouvelle loi sur les hydrocarbures établit que la Société nationale SONATRACH sera simplement considérée comme un opérateur économique et non comme un régulateur.

Depuis 2001, il existait une volonté politique déterminée visant à mettre fin au monopole de l'État dans le secteur des hydrocarbures. Cette volonté a entraîné une phase de réformes institutionnelles lancées par l'État dans le but d'optimiser les conditions de relance de la croissance économique nationale.

Cet objectif s'est concrétisé par le passage d'un État interventionniste à un État régulateur, ce qui a ouvert la voie à la création d'un mécanisme appelé les autorités administratives indépendantes¹³ dans divers secteurs économiques, notamment la recherche et la production d'hydrocarbures. Cette évolution a permis à l'entreprise SONATRACH de se recentrer sur son cœur de métier, tout en transférant certaines de ses prérogatives à deux nouvelles agences : l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) et l'agence d'autorités des hydrocarbures (ARH). Ce changement a été rendu possible grâce à la promulgation de la loi relative aux hydrocarbures N° 05-07.

2. Les types de contrat

La loi sur les hydrocarbures prévoit que SONATRACH a la possibilité d'exercer seule les activités en amont, relatives à la recherche et à l'exploitation de gisements d'hydrocarbures¹⁴. Cette dernière peut décider de transférer une partie de ses droits et obligations dans une concession amont à un partenaire étranger, et devra par conséquent conclure un contrat d'hydrocarbures sous forme de contrat : participation ou partage de production ou service à risque. Ces formes contractuelles ne sont pas complètement

¹²Le contrat pétrolier : de manière très simpliste, c'est le dispositif par lequel le gouvernement d'un pays accorde des droits juridiques à une compagnie pétrolière pour mener des activités de recherche et d'exploitation.

¹³ Les autorités administratives indépendantes sont des organismes administratifs, créés par la législation, disposant d'une large autonomie leur permettant d'assurer une mission de régulation ou de protection des droits fondamentaux.

¹⁴On entend ici par loi, les lois successives sur les hydrocarbures qui ont maintenu le caractère exclusif de la société nationale SONATRACH dans la gestion des gisements.

étrangères au système juridique Algérien, puisqu'elles existaient depuis la loi N°86-14 du 19 août 1986.

2.1. Le contrat de participation

Un contrat de participation, tel que décrit dans les articles 77 à 82, est une forme de contrat dans lequel l'entreprise nationale et son partenaire étranger ont les mêmes droits et obligations en matière de dépenses, de financement pendant la période de recherche, de rémunération et d'obligations fiscales.

Les installations réalisées pour l'exécution du présent contrat sont la propriété des deux parties (contractantes) pendant la durée du contrat. Par ailleurs, le financement de l'activité amont s'effectue en fonction du taux de participation de chacune des parties au contrat susvisé.

2.2. Le contrat de partage production

Le contrat de partage de production a été initialement institué (introduit) par la loi N°86-14. Les partenaires étrangers supportent des risques miniers et financiers pendant la phase de recherche ou exploration. Toutefois, il est possible pour la Compagnie Nationale de participer au financement d'activités de recherche si elle le souhaite.

Dans le cas de découvertes commercialement exploitables, un mécanisme est établi entre les partenaires pour partager la production d'hydrocarbures. Pour cette raison, le partenaire étranger récupère les dépenses d'investissement et d'exploitation engagée, à savoir *Cost-Oil* ou production pour la récupération, et le reste de la production récupérée est appelé *Profit-Oil* ou production pour la rémunération¹⁵.

D'un point de vue fiscal, les partenaires étrangers ont un accès limité aux autorités fiscales locales, car les sociétés pétrolières et gazières nationales seront imposées en leur compte. Les installations d'hydrocarbures générées dans le cadre de l'exécution d'un contrat de

¹⁵ La compagnie est d'abord remboursée en pétrole de ses dépenses d'exploration et de production on appelle cela le (*Cost-Oil*), puis il reste de la production est partagée on l'appelle le (*Profit-Oil*).

partage de produit (PSC)¹⁶ sont la propriété exclusive de la SONATRACH pendant et après la durée du contrat, contrairement aux contrats de participation.

Dans le contrat de partage de production, l'opérateur étranger supporte le risque de profits et pertes en fournissant un financement suffisant pour l'activité en amont, et les entreprises nationales peuvent participer à ce processus de financement si elles le souhaitent.

En choisissant cette forme de contrat, les compagnies pétrolières étrangères apportent des contributions financières et techniques au projet selon les termes du contrat de partage de production, et récupèrent leur investissement et sont payées après exploitation.

2.3. Le contrat de service à risque

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

Il est principalement consacré aux activités d'exploitation. Comme le contrat de partage production, dans cette forme contractuelle, le partenaire étranger finance les opérations en amont et reçoit sa rémunération en espèces, en contrepartie d'une partie des dépenses engagées selon les dispositions contractuelles (*Cost-Oil et Profit-Oil*). L'investisseur étranger assume seul le financement des opérations en amont, à l'image du Contrat de Partage de Production.

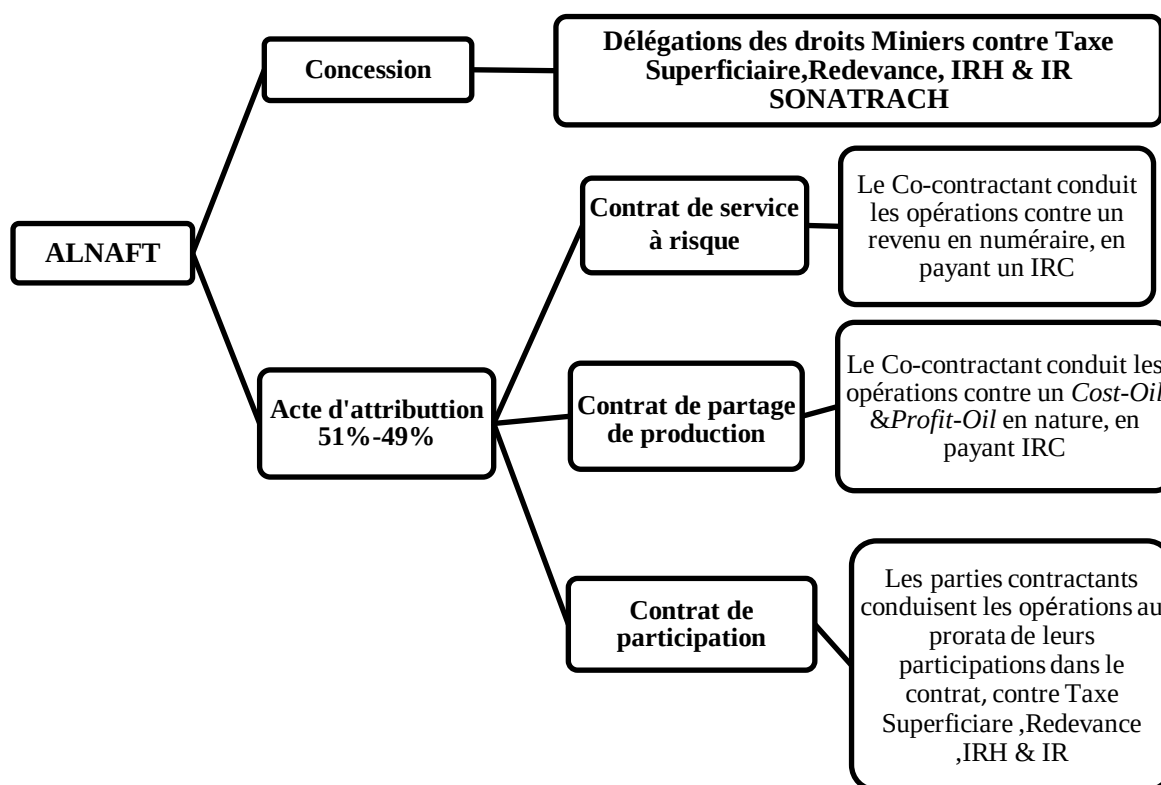
Les installations réalisées sont aussi la propriété exclusive de l'entreprise nationale dans ce type de contrat. Sur le plan fiscal, les interactions avec les autorités locales sont réduites, car la SONATRACH se charge d'assumer les obligations fiscales des partenaires étrangers.

En général, ce type de contrat est recommandé lorsque l'entreprise nationale souhaite bénéficier de l'expérience et de l'expertise d'une entreprise étrangère pour développer des

¹⁶Dans la nouvelle loi, ce contrat appelé *Production Sharing Contract (PSC)* a été réintroduit par les articles 83, 84 et 85.

gisements difficilement exploitables ou améliorer la récupération de gisements d'hydrocarbures matures.

Figure 3 : Les types de contrats pétroliers



Source : Réalise par nos soins à partir des documents internes de la SONATRACH.

L'acte d'attribution¹⁷ est délivré par ALNAFT afin d'octroyer aux parties contractantes le droit d'exercer les activités de recherche et/ou d'exploitation sur un périmètre du domaine minier d'hydrocarbures et de définir leurs droits et obligations. Les parties contractantes sont l'entreprise nationale et un ou plusieurs co-contractants¹⁸.

La nouvelle loi sur les hydrocarbures met en avant la possibilité pour SONATRACH d'exercer seule les activités en amont liées à la recherche et à l'exploitation des gisements d'hydrocarbures. Cette disposition juridique, appelée Concession Amont, est exclusivement réservée à l'entreprise nationale. Toutefois, SONATRACH peut choisir de transférer une partie de ses droits et obligations dans une concession amont à un partenaire étranger. Dans ce

¹⁷La loi N°19-13 du 22 décembre 2019, JORADP N°79, P5.

¹⁸Co-contractants : Toute personne, autre que l'Entreprise Nationale, ayant qualité de partie contractante.

cas, elle devra conclure un contrat d'hydrocarbures avec ce partenaire conformément aux dispositions de la nouvelle loi¹⁹.

Les dispositions des articles 56 et 57 du texte de loi régissant les activités d'hydrocarbures fournissent des informations détaillées sur la durée des différents contrats. En tenant compte de la phase de recherche, qui ne peut dépasser 7 ans, la durée des différentes phases du contrat a été établie à 30 ans. Les contrats portant sur l'exploitation de gisements déjà découverts sont fixés à 25 ans. Dans les deux cas, que ce soit avec ou sans phase de recherche et d'exploration, cette durée peut être prolongée de 10 années supplémentaires.

Section 3 : L'investissement dans les projets pétroliers

L'activité économique se développe à travers des projets d'investissements dont la réalisation passe par leur évaluation pour décider de leur rentabilité. Les hydrocarbures n'échappent pas à cette règle d'autant qu'ils sont principalement à la base de toute activité humaine par l'énergie qu'ils génèrent soit par utilisation directe (gaz) soit par transformation (carburants, chauffage, pétrochimie, électricité).

L'investissement dans l'amont pétrolier fait référence à la mise de fonds et aux activités liées à la recherche (ou l'exploration), au développement et à la production de pétrole. L'amont pétrolier couvre la phase initiale de l'industrie pétrolière, allant de la recherche de nouveaux gisements de pétrole à l'extraction et à la préparation du pétrole brut pour sa commercialisation. Il englobe les dépenses liées à la recherche de nouveaux gisements, au forage de puits et à la construction d'infrastructures pour extraire et préparer le pétrole brut en vue de sa commercialisation. C'est une étape cruciale de l'industrie pétrolière où des capitaux importants sont investis pour trouver et produire du pétrole.

L'investissement dans l'amont pétrolier comporte également des risques importants, notamment en raison de l'incertitude géologique liée à la découverte de gisements de pétrole, des fluctuations des prix du pétrole sur le marché mondial et des défis techniques et environnementaux associés à l'extraction du pétrole. Cependant, les rendements potentiels de ces investissements peuvent être substantiels si des réserves de pétrole importantes sont découvertes et exploitées de manière rentable.

¹⁹ Loi N°19-13 du 22 Décembre 2019, JORADP N°79 Article 75, P17.

1. Evaluation des projets pétroliers et gaziers

L'évaluation joue un rôle crucial dans le processus de développement d'un projet d'exploration-production, car elle permet de déterminer et de prévoir la rentabilité du projet pétrolier en prenant en compte les différents coûts, investissements ainsi les revenus projetés.

Nous avons choisi de consacrer ce point à la définition des critères d'évaluation d'un projet d'investissement en général, en mettant l'accent sur une projection spécifique dans le domaine pétrolier. Cette approche permettra d'évaluer la viabilité financière et la rentabilité potentielle du projet.

Les projets dans le secteur pétrolier recouvrent les domaines de l'Amont (Exploration & Production) et de l'Aval (Transport et Transformation des hydrocarbures), leur évaluation repose sur des données :

- **technique** au profil de production, gamme de produits et capacité nominale de production journalière ou annuelle, architecture ou « concept final » du projet, en y intégrant les études d'impact sur l'environnement du projet.
- **Financières** comprenant l'estimation des coûts de l'investissement.
- **Économiques** qui concernent les coûts d'exploitation, conditions contractuelles et fiscales.

Ces données permettront de déterminer l'estimation de l'investissement avec une précision de $\pm 20\%$ (avant-projet) et de procéder aux études de rentabilité du projet pour la prise de décision de le réaliser ou non.

Les études d'évaluation s'intègrent dans une démarche plus générale, « l'évaluation des projets d'investissements », initiée notamment par la Banque mondiale. Quatre grandes étapes sont distinguées :

- les études préliminaires ;
- les études conceptuelles ;
- l'avant-projet ;
- le calcul économique et décision d'exécution (ou d'investissement).

Les études préliminaires ont pour objectif de fournir une première évaluation économique pour prendre une décision de poursuivre ou non le projet : abandon, vente d'intérêts, délinéation, etc. Ces études visent à indiquer une fourchette d'investissements avec une précision de 30 à 40% sur la base du schéma le plus approprié compte tenu des données disponibles et de l'expérience.

Les études conceptuelles, par contre, ont pour objectif de définir le « concept final » du projet. C'est à ce niveau que des réductions importantes des coûts d'investissements peuvent être réalisées. Elles impliquent donc : une recherche exhaustive des données de base, une comparaison détaillée des variantes techniques possibles et une comparaison fiable des coûts. A ce stade, la précision de l'estimation des coûts d'investissements du projet sera classiquement de l'ordre de 20 à 30%.

L'objectif essentiel des études **d'avant-projet** est de permettre aux investisseurs de prendre la décision de réaliser l'investissement c'est-à-dire de sanctionner le projet. Le ou les décideurs doivent disposer de prévisions de production et de bases techniques cohérentes et validées couvrant l'ensemble des disciplines du projet. L'avant-projet a ainsi pour but de pousser la définition du « concept final » recommandé par les études conceptuelles jusqu'à un degré en harmonie avec la complexité du projet, de manière à réduire les incertitudes à un niveau acceptable. C'est également la dernière étape possible pour effectuer des modifications majeures de définition.

Les études d'évaluation économique de projets d'investissements intègrent trois types de données qui sont la production journalière ou annuelle des produits (profil de production, capacité et taux de fonctionnement de l'unité projetée), l'investissement (évalué dans les étapes précédentes par les ingénieurs et experts), les coûts d'exploitation et les conditions contractuelles et fiscales dont le rôle peut être déterminant dans la prise de décision.

Dans le cas d'un projet dans l'amont (Recherche/Production), la valorisation des hydrocarbures constitue un autre type de données. Dans notre travail, nous serons limitées à deux critères d'évaluation de la rentabilité de l'investissement de projet pétrolier, à savoir la Valeur Actuelle Nette (VAN) et le Taux de Rentabilité Interne (TRI).

Cette succession d'études permet de réduire les incertitudes en matière de coût et de mieux cerner les risques inhérents au projet.

1.1. La Valeur Actuelle Nette (VAN)

C'est le critère fondamental du calcul économique, c'est une mesure de la différence entre l'investissement projeté et la somme des Fonds Nets de Trésorerie (F_k) actualisés durant l'exploitation du projet.

A ce propos, KOEHL, souligne que : « La valeur actuelle nette représente la différence entre la valeur actuelle des flux générés par l'investissement et la valeur actuelle des dépenses d'investissement »²⁰.

$$VAN = \sum_{k=0}^{k=n} \frac{F_k}{(1+i)^k} = \sum_{k=1}^{k=n} \frac{F_k}{(1+i)^k} - I$$

Avec :

F_k : Flux ou Fonds nets de trésorerie définis en monnaie courante de l'année k

i : Taux d'actualisation en monnaie courante

I : Investissement

Le flux net de trésorerie F_k est le cash-flow ou la Capacité d'Autofinancement (CAF) de l'année légale à la somme du Résultat Net d'Exploitation (après impôt) et de la dotation aux amortissements soit :

$$F_k = RNE_k + \text{Amortissement}_k$$

Lorsque la VAN est positive, alors le projet est susceptible d'être rentable. Si nous avons plusieurs projets incompatibles, le projet ayant la VAN la plus élevée sera réalisé.

1.2. Taux de Rentabilité Interne (TRI ou TIR)

Le taux de rentabilité interne est « le taux par lequel il y'a équivalence entre le coût de l'investissement et les recettes d'exploitation »²¹. Cet indicateur représente la valeur du taux d'actualisation qui annule la VAN. Il s'interprète comme le taux maximum auquel les revenus du projet permettent de rémunérer le capital investi I sans que l'opération de réalisation de l'investissement ne soit déficitaire.

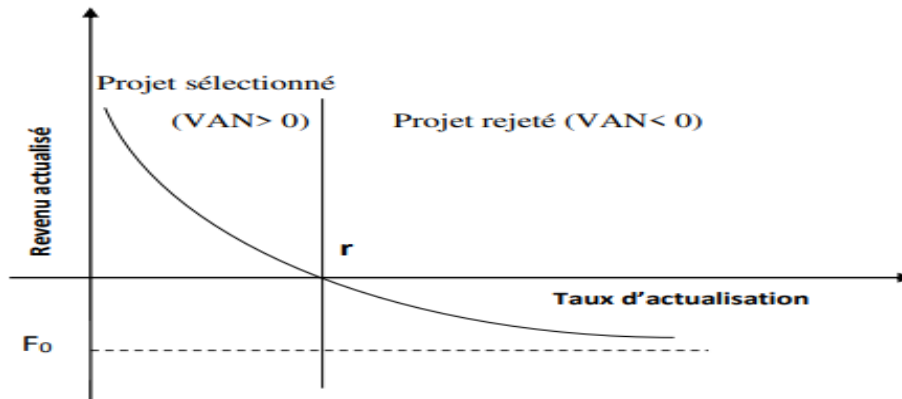
$$\sum_{k=0}^{k=n} \frac{F_k}{(1+i)^k} = 0$$

²⁰ KOEHL J., Les choix d'investissement, Ed. DUNOD, Paris, 2003, P 40.

²¹ GALESNE A., Choix d'investissement dans l'entreprise, Ed. ECONOMICA, Paris, 1996, P.45

Le TRI s'obtient par approximations successives : On calcule la VAN pour différentes valeurs de i jusqu'à obtenir sa nullité ($VAN = 0$). Autrement dit, c'est « le taux d'actualisation pour lequel la valeur actuelle nette est égale à zéro »²².

Figure 4 : Courbe représentative de la relation entre la VAN et le TRI



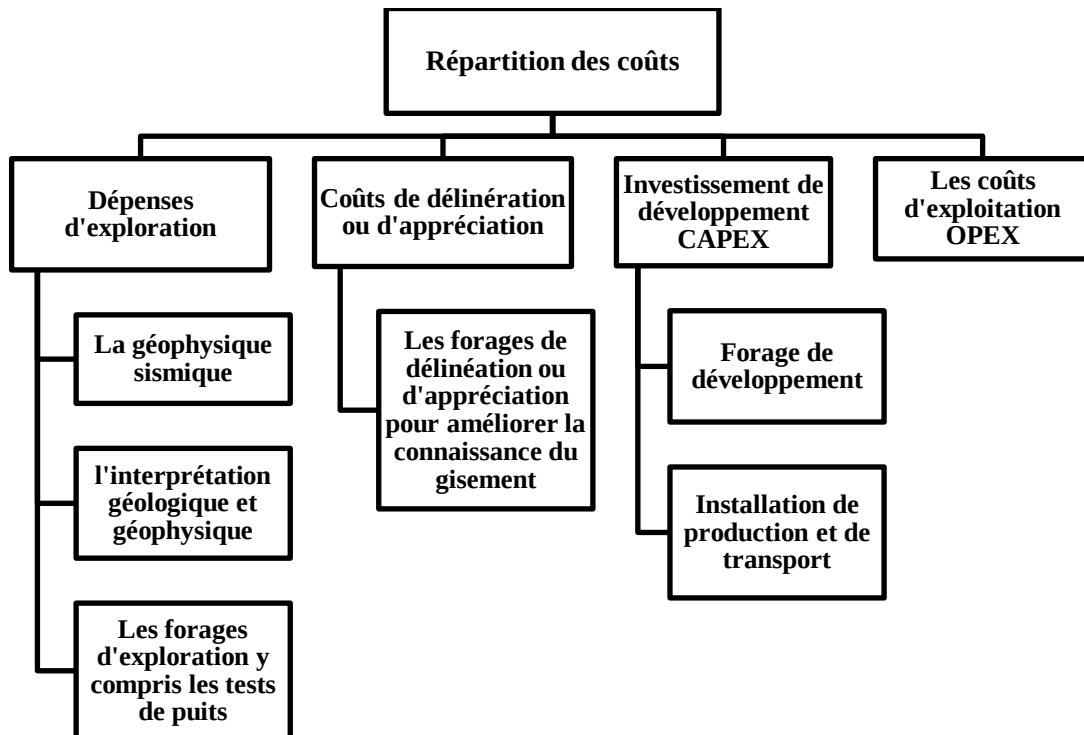
Source : SARNI K. et BELMOUHOU H., *évaluation de la rentabilité d'un projet d'investissement pétrolier, mémoire de master, 2022, tiré de LASARY, « Evaluation et financement de projet », Ed. Distribution, El Dar El Outhmnia, 2007. P19.*

2. Projets dans l'amont pétrolier

Le poids des coûts répartis sont différent d'un projet à un autre selon l'environnement (terre, mer, topographie, land...), la nature du réservoir et des fluides, les conditions d'export et les contraintes contractuelles. Nous allons examiner successivement chacun de ces types de coûts.

²² L. LANGLOIS, C. BONNIER, M. BRINGER, *Contrôle de gestion*, Ed. FOUCHER, Paris, 2006, P.394.

Figure 5 : La répartition des coûts dans l'amont pétrolier



Source : Établie par nos soins à partir des documents internes de la SONATRACH

2.1. Les dépenses d'exploration

Elles sont effectuées avant découverte avec une garantie de remboursement liée à la probabilité de succès du programme d'exploration (10% ou -10%). Elles recouvrent les coûts de :

- la géophysique sismique ;
- l'interprétation géologique et géophysique ;
- les forages d'exploration y compris les tests de puits.

2.1.1. La géophysique sismique

La géophysique sismique est l'ensemble des coûts liés à l'acquisition des techniques de sismique qui relève de la géophysique pétrolière (sismique 2D et 3D). La sismique 2 D est surtout utilisée dans des projets de grande exploration et en zones difficiles. D'autre part, la sismique 3 D est utilisée dans les phases d'appréciation des découvertes ou en zones d'exploration matures. Ses coûts sont exprimés en \$/Km².

2.1.2. L'interprétation géologique et géophysique

Après l'opération de sismique, les données acquises sont collectées et consolidées pour qu'elles soient transformées en informations exploitables (carte, profil de forage, modèle réservoir...) par des logiciels sous le contrôle de spécialistes en traitement de données.

2.1.3. Les forages d'exploration y compris les tests de puits

Le forage stratigraphique constitue l'essentiel d'un programme d'exploration. Le coût et la durée des forages diffèrent selon la nature du sous-sol et les conditions dans lesquelles se situe la zone à forer.

Tous ces coûts évoluent en fonction des progrès technologiques, qui ont tendance à les réduire, et du marché compte tenu de la volatilité des prix des hydrocarbures et de la compétition sévère entre les Sociétés de Géophysiques.

2.2. Les coûts de délinéation ou d'appréciation

Les forages de délinéation ou d'appréciation pour améliorer la connaissance du gisement, sont principalement ceux du forage de puits intervenant après une découverte dans le but d'améliorer ou de mieux apprécier les connaissances du gisement. Ces puits forages d'appréciation ou de délinéation sont plus nombreux que les forages d'exploration et pourtant ils totalisent un coût plus élevé. L'amélioration des connaissances du gisement découvert permet de mieux cerner ses réserves en place. On peut les intégrer dans les coûts de l'exploration.

2.2.1. Les investissements de développement (CAPEX)

Les coûts d'investissements (*Capital Expenditures*) pour cette phase de développement du gisement sont importants sinon colossaux et varient selon la taille du gisement (réserves), la profondeur des puits et la nature des fluides (gaz sec ou humide et pétrole), ces coûts comprennent²³ :

- le coût de forage de développement ;
- les installations de production et de transport.

²³ BELHAMRI Z, Mémoire de fin d'étude « développement d'une application pour le calcul de la fiscalité pétrolière dans le cadre de la nouvelle loi sur les hydrocarbures n°19-13 », P33, IEDF.

Le coût de forage de développement représente des opérations répétitives de durée (forage et complétion) plus facile à planifier et de coûts souvent maîtrisés. Ces coûts peuvent être affectés par la planification de puits déviés ou horizontaux au lieu de puits verticaux (Augmentation des coûts et de la productivité). Certains types de puits nécessitent des équipements plus sophistiqués et contraintes d'environnement (rejets de forage).

Les installations de production et de transport comprennent les réseaux de collectes, les unités de séparation et de traitement des effluents (pétrole ou gaz) et le système d'évacuation qui est généralement un système de tuyau qui évacue les gaz et les déchets.

2.2.2. Les coûts d'exploitation (OPEX)

Les coûts d'exploitation (*Operating Expenditures*) sont l'ensemble des dépenses de fonctionnement d'une unité de production. On distingue deux types de classifications des coûts d'exploitation selon que l'on considère la nature ou l'objet du projet²⁴.

Conformément au plan comptable national, les coûts d'exploitation comprennent par nature, les frais de personnel, les consommations (énergie, fournitures de toutes sortes), les frais de télécommunications, locations diverses et le contrat de service et d'entretien.

Du point de vue de leur objet, ils comprenant les coûts directs (production de fond et de surface, travaux neufs, inspection, logistique, sécurité et direction du site), les coûts d'expédition relatifs aux pipelines et aux terminaux et en dernier les coûts indirects (assistance technique, état-major de l'unité ou de la filiale et du siège). Ce faisant il permettent l'établissement d'une comptabilité analytique.

3. Le critère de la VAN et du TRI

Nous avons vu que la VAN est le critère fondamental des études de rentabilité (calcul économique) dans les projets industriels d'une manière générale. Elle est également utilisée en tant que telle dans les projets de développement de gisements pétrolier et gaziers.

²⁴ BELHAMRI Z, Mémoire de fin d'étude « développement d'une application pour le calcul de la fiscalité pétrolière dans le cadre de la nouvelle loi sur les hydrocarbures n°19-13 », P34, IEDF.

Chapitre I : L'organisation des activités des hydrocarbures en Algérie

La relation qui la lie aux flux de trésorerie durant l'exploitation du projet est :

$$VAN = \sum_{k=0}^{k=n} \frac{F_k}{(1+i)^k}$$

Où F_k est le flux de trésorerie en monnaie courante de l'année k et i le taux d'actualisation (ou coût du Capital).

La construction de l'échéancier des flux de trésorerie doit être faite en prenant en compte de la fiscalité pétrolière qui est différente de l'impôt et la volatilité des prix du baril de pétrole.

La fiscalité ne constitue pas un problème en soi car elle est définie par la loi. Globalement, elle représente 70% à 80% des ventes (ou du chiffre d'affaires).

La volatilité des prix du baril, quant à elle, va nécessiter l'élaboration de *scenarii* fondés sur des hypothèses d'évolution de ces prix dans le long terme. Ces hypothèses sur les prix en général sont une hypothèse haute (optimiste), une moyenne (vraisemblable) et une basse (pessimiste).

L'important est que les VAN ainsi calculées soient positives.

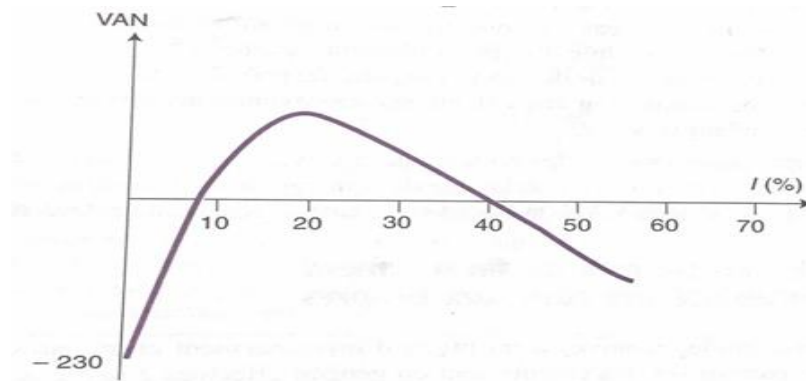
Comme pour la VAN, le TRI est également utilisé dans le calcul économique des projets pétroliers. Rappelons que le TRI est le taux d'actualisation qui annule la VAN. Il s'interprète comme le taux maximum auquel les revenus du projet permettent de rémunérer le capital investi sans que l'opération ne devienne déficitaire son expression est :

$$\sum_{k=0}^{k=n} \frac{F_k}{(1+i)^k} = 0$$

Il arrive souvent que des investissements supplémentaires soient prévus pour accélérer la production. Dans ce cas, certains flux de trésorerie peuvent être négatifs. La courbe de rentabilité associée à un tel échéancier de flux différentiels peut alors faire apparaître deux TRI (voir Figure 6)

La VAN, dans ce cas, est positive si le taux d'actualisation de l'Entreprise est compris entre ces deux TRI.

Figure 6: Taux de rentabilité multiple



Source : SEGHIR M., *critique de l'indicateur de rentabilité financière*, Paris, 1992, P16.

Les calculs des flux de trésorerie effectués jusqu'ici, n'intègrent aucun élément lié aux emprunts pour le financement du projet. Il s'agit du **calcul de la rentabilité globale**. Les données relatives au financement sont résumées par la donne d'un taux d'actualisation, prix de cession interne du capital.

Le calcul de rentabilité globale reflète le point de vue d'un département de projets d'investissements. Nous ne développerons pas ici le calcul de la rentabilité des capitaux propres qui est le point de vue des actionnaires.

4. Les modalités de conclusion de contrat d'hydrocarbures

Conformément à l'article 2 de la loi N° 19-13, les conditions pour qu'une entreprise étrangère puisse conclure un contrat hydrocarbures avec l'entreprise nationale qui peut être la SONATRACH- SPA ou toute autre filiale de droit algérien détenue entièrement, directement ou indirectement, par la SONATRACH sont :

- **le contrat et la loi des parties**, il est conclu par les parties contractantes à l'issue d'un acte d'attribution et un appel à la concurrence octroyé et organisé, respectivement, par ALNAFT ;
- **l'appel à la concurrence** au sens des articles 90 et 91 de la loi n° 19-13 stipule que les entreprises étrangères intéressées par l'investissement dans l'amont pétrolier doivent, avant de participer à un appel d'offre, disposer de l'attestation de préqualification délivrée par ALNAFT ;

A ce titre, il est à souligner qu'il y a deux types de pré-qualification à savoir :

- **la préqualification en tant qu'investisseur** avec des capacités financières uniquement, ce dernier ne dispose pas de l'expérience requise pour conduire les opérations de terrain.
- **La préqualification en tant qu'opérateur** dans ce cas, l'investisseur est dans l'obligation d'assurer l'exécution des travaux sur terrain. Ce rôle est confié par ALNAFT à une des parties ayant au préalable été pré-qualifiée en tant qu'opérateur.

Les procédures de sélection des périmètres à offrir à la concurrence : tout participant doit signer « un accord de confidentialité » à travers lequel il s'engage de la non-divulgaration des informations relatives à la structure de sous-sol et à tenir confidentielle toute information liée aux aspects de contrat. Ensuite, la participation au DATA ROOM qui est réservé uniquement aux sociétés pré-qualifiées par ALNAFT pour obtenir le DATA relatif à chaque périmètre sélectionné dans l'appel d'offre.

Les procédures de soumission des offres : chaque participant (investisseur) doit préparer ses offres techniques et financières liées aux informations de périmètre lancé en appel d'offre ; tout en respectant les normes et standards édictés par la réglementation en matière de : sécurité industrielle, protection de l'environnement et techniques opérationnelles.

Les procédures d'évaluation des offres et de conclusion des contrats, comme toute phase préalable, les conditions et modalités de sélection des offres pour la conclusion d'un contrat d'hydrocarbures sont définies par ALNAFT. Le critère de la pertinence est parmi les critères qui déterminent le choix de la société qui répond le mieux aux critères de sélection.

Après la détermination de la meilleure offre, un acte d'attribution est octroyé par ALNAFT à l'investisseur étranger suite à la signature du contrat pour l'autoriser à exercer des activités de recherche et/ou d'exploitation. L'acte d'attribution définit :

- la désignation des parties contractantes ;
- le périmètre objet du contrat d'hydrocarbures après avoir délimité une partie du domaine minier d'hydrocarbures pour l'exercice d'une activité amont ;
- le plan de recherche dans lequel est défini un programme de travaux et un budget concernant les opérations d'exploration, notamment la sismique, les forages d'exploration, les forages d'appréciation, les études et tout type de travaux nécessaires

à l'exploration des hydrocarbures, au titre d'une concession amont ou d'un contrat d'hydrocarbures ;

- les conditions et les modalités de restitution totale et de rendus de surfaces ;
- les modalités d'approbation du plan de développement qui définit le programme de travaux concernant les opérations de développement, de mise en production, et d'exploitation des hydrocarbures, d'abandon et de remise en état du site. Il comprend, notamment une délimitation du périmètre d'exploitation à développer, les éléments techniques, économiques, financiers, la localisation du point de mesure, les mesures de sécurité et de protection de l'environnement ainsi que les éléments du contenu local ;
- les modalités de notification par les parties contractantes de la désignation et du remplacement de l'opérateur amont ;
- les cas et les conditions de sa suspension ou de son retrait ainsi que leurs effets sur le contrat d'hydrocarbures.

Les conditions et les modalités de transfert de l'exercice des activités de recherche et/ou d'exploitation des hydrocarbures à l'entreprise nationale, à l'expiration ou après résiliation du contrat d'hydrocarbures.

Conclusion

L'organisation des activités des hydrocarbures en Algérie met en évidence la structure et le cadre réglementaire qui régissent cette industrie clé dans le pays. L'Algérie a mis en place une organisation solide pour gérer ses ressources en hydrocarbures, avec une forte implication de l'État à travers la compagnie nationale SONATRACH. La législation et les réglementations en vigueur visent à assurer la gestion efficace et durable des activités pétrolières et gazières, tout en maximisant les revenus et en préservant les intérêts nationaux.

Des mécanismes tels que les contrats de partage de production ont été mis en place pour encourager les investissements étrangers dans le secteur tout en protégeant les intérêts du pays. L'Algérie continue de jouer un rôle clé sur la scène internationale en tant que producteur et exportateur d'hydrocarbures et l'organisation de ses activités dans ce domaine est cruciale pour assurer une gestion efficace des ressources et une contribution durable au développement économique du pays.

***Chapitre II : Les
dispositions fiscales des
récentes lois sur les
hydrocarbures (N°05-07
et N° 19-13)***

Introduction

L'industrie pétrolière joue un rôle crédible dans le développement économique de l'Algérie. Cette dernière intéresse sans doute les pouvoirs publics depuis l'indépendance du pays. L'Etat est le seul propriétaire de ses richesses au sol et sous-sol. La SONATRACH détient actuellement le monopole de ses activités pétrolières en appliquant des lois sur les hydrocarbures. Dans notre sujet, nous utilisons le terme fiscalité pour désigner : les droits, taxes, impôts et redevances payées par les entreprises pétrolières ainsi que les exonérations dont bénéficient.

Ce chapitre met en lumière les changements importants qui ont été apportés au cadre fiscal régissant le secteur pétrolier et gazier. Ce dernier revêt une grande importance pour de nombreux pays, notamment -en termes de revenus fiscaux et de développement économique. En Algérie, ce secteur a connu des évolutions significatives, passant d'une nationalisation visant à préserver la souveraineté nationale à une ouverture progressive de l'amont pétrolier. Cette transition a été accompagnée de réformes législatives majeures, y compris des modifications substantielles du régime fiscal applicable aux entreprises opérant dans le secteur.

En résumé, ce chapitre se penche sur les dispositions fiscales entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures en Algérie, mettant en évidence les évolutions significatives qui ont été apportées pour promouvoir le développement du secteur pétrolier et gazier tout en attirant les investissements étrangers.

Section 1 : L'ancienne loi sur les hydrocarbures et son dispositif fiscal

Le secteur des hydrocarbures en Algérie a connu des évolutions depuis l'indépendance dans le but de valoriser les ressources en hydrocarbures, c'est un cadrage passé par des périodes.

Dans cette section, nous abordons l'évolution du régime fiscale avant et après l'adoption de la loi N° 05-07 dans le secteur pétrolier et les différents amendements.

1. Evolution du régime fiscal avant et après l'adoption de la loi de 2005

Dans ce point, nous allons introduire un bref résumé du régime fiscal aux hydrocarbures avant la loi 2005.

1.1. La loi de 1986

En 1986, l'Algérie promulgue sa première loi sur les hydrocarbures, marquée par une ouverture dans l'amont pétrolier, dans un contexte du « choc pétrolier » qui a conduit le pays à une grave crise financière. Cette loi dite libérale vise essentiellement la relance des investissements, a introduit une nouveauté dans la loi qui comporte une fiscalité pétrolière spécifique aux activités de l'exploration et de la production, en disposant une redevance pétrolière, l'impôt sur le résultat et l'impôt sur la rémunération. En outre, dans l'aval pétrolier les activités de Transport par Canalisations des Hydrocarbures et de la Liquéfaction et la Transformation sont soumises au régime de droit commun. Certaines dispositions relatives à la fiscalité pétrolière sont contenues dans les dispositions fiscales de diverses lois de finances, aussi le monopole est exercé par SONATRACH, où les titres miniers sont attribués exclusivement à cette dernière, avec la possibilité d'intervention des sociétés étrangères dans les activités Exploration-Production.

La loi N° 86-14 a introduit un élément nouveau dans les contrats connu du partage des découvertes pour les hydrocarbures liquides. Ce type de contrat avait été utilisé dans les années 60 et 70. Il s'agit d'un moyen simple pour les pays ne disposant pas des finances et de l'expertise technologique, pour tirer profit de leurs richesses naturelles. Le contrat de partage de production est construit de sorte que « l'État hôte possède les installations de production et des hydrocarbures, alors que le groupe contracteur assure les dépenses d'exploration et de développement CAPEX ainsi que celles de production OPEX et récupère ces coûts en nature sur la production de pétrole *Cost-Oil* qu'il peut commercialiser lui-même, le contracteur est par ailleurs rémunéré en pétrole sur ce qui est appelé le *Profit-Oil* suivant un partage avec l'autorité de tutelle fixé par le contrat »²⁵.

²⁵ BITEAU J. et BAUDIN F, Géologie du pétrole, Ed. DUNOD, Paris, 2017, P259

Chapitre II : Les dispositions fiscales des récentes lois sur les hydrocarbures (N°05-07 et N°19-13)

1.2. L'amendement de 1991

En 1991, La loi sur les hydrocarbures est révisée pour l'élargir à la prospection et aux découvertes de gaz naturel. Ainsi deux modifications importantes ont été apportées par la loi N° 91-21.

La première concerne le règlement des litiges opposant les investisseurs étrangers à la SONATRACH dans le cadre des contrats d'association. Ils sont dorénavant portés à l'international, tandis que les litiges les opposant à l'Etat relèvent toujours de la justice Algérienne. Cette ouverture coïncidant avec la hausse des prix du pétrole, a stimulé la relance des activités de prospection et de recherche, entraînant d'importantes découvertes. C'est ainsi que l'Algérie devient en 1998 le premier découvreur mondial d'hydrocarbures avec de plus grandes quantités de gaz produites pour le marché Européen.

La seconde a trait à la possibilité pour les partenaires étrangers d'une participation aux découvertes de gaz. Celle-ci peut prendre plusieurs formes tel que le partage de production, commercialisation conjointe l'exportation et partage des revenus entre la SONATRACH et les partenaires étrangers. Par ailleurs, les taux de redevances et de l'impôt sur les résultats ont été réduits. Ces nouvelles incitations sont créées afin de stimuler les efforts d'exploration.

La SONATRACH reste majoritaire dans l'ensemble des contrats d'association et seule bénéficiaire des titres miniers, propriété de l'Etat. Avec cette seconde ouverture, les efforts d'exploration repartent à la hausse et plusieurs contrats ont entraîné des découvertes avec une amélioration sensible du taux de succès.

1.3. La loi de 2005

La loi de 2005 visait à appliquer les principes de portabilité et d'adaptabilité qui caractérisent le comportement des États, restituant par conséquent à ces derniers les privilèges précédemment exercés par la SONATRACH. Tenant compte que durant cette période, les autorités ont introduit la loi sur les hydrocarbures pour ouvrir pleinement le secteur de l'amont pétrolier aux investisseurs étrangers afin d'exploiter le sous-sol.

Pour atténuer les craintes autour de devenir de la SONATRACH, la loi instaure une clause particulière dans laquelle l'entreprise nationale des hydrocarbures bénéficie d'un

Chapitre II : Les dispositions fiscales des récentes lois sur les hydrocarbures (N°05-07 et N°19-13)

renforcement accru et d'une pérennisation de son rôle fondamental dans la création de richesses au bénéfice de la collectivité nationale.

L'Art. 3 de loi N° 05-07 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.

Ces ressources doivent être exploitées en utilisant des moyens efficaces et rationnels afin d'assurer une conservation optimale, tout en respectant les règles de protection de l'environnement »²⁶.

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

C'est précisément parce qu'il est propriétaire de ces ressources naturelles que l'État joue un rôle actif dans leur gestion. Il revient, en effet, au ministre chargé des Hydrocarbures de veiller à leur valorisation, de proposer une politique, et, après son adoption, de la mettre en œuvre.

On peut observer aussi qu'au regard de la loi N° 05-07, la SONATRACH et les opérateurs pétroliers étrangers ou internationaux ont des rôles et des responsabilités différentes de ceux qu'ils avaient sous l'empire de la loi N° 86-14.

L'abandon du principe du contrôle national sur les hydrocarbures à travers la participation minoritaire obligatoire de SONATRACH dans l'exploitation des hydrocarbures, faisait passer SONATRACH de la position de monopole sur le domaine minier à celle de pétrolier et gazier concurrent sur son propre territoire ne va pas faire consensus.

Les instruments de la mise en œuvre de la loi seront d'abord gelés puis amendés, l'ordonnance N° 06-10 du 29 juillet qui amende la loi N° 05-07 va rendre à la SONATRACH la majorité des parts dans toute exploitation pétrolière, de même que dans le raffinage et le transport.

²⁶ Loi N°05-07 du 19 juillet 2005, JORADP N°50, Article 3, P4.

Chapitre II : Les dispositions fiscales des récentes lois sur les hydrocarbures (N°05-07 et N°19-13)

L'ordonnance 06-10 a apporté en conséquence, des modifications en portant les participations de la SONATRACH dans les contrats où elle n'est pas contractante d'un maximum de 30% à un minimum obligatoire de 51%. La loi amendée introduit également une taxe sur les profits exceptionnels de 5 à 50% lorsque le prix du baril de pétrole est supérieur à 30 dollars.

La loi N° 05-07 désigne le zonage pour les besoins de la recherche et de l'exploitation, zones A, B, C, D. Cette subdivision est fixée par voie réglementaire. Aucun changement de délimitation ne peut être rétroactif. Le nombre de parcelles composant chaque périmètre et la géométrie de ce périmètre sont établis par voie réglementaire. Les tailles maxima des périmètres de chaque zone et les programmes minima de travaux sont aussi établis par voie réglementaire²⁷.

L'autorisation de prospection peut être accordée par ALNAFT à toute personne demandant à exécuter des travaux de prospection d'hydrocarbures sur un ou plusieurs périmètres, pour une durée maximale de deux années²⁸.

Concernant l'acquittement de la redevance les quantités d'hydrocarbures consommées ou perdues exclues du calcul de la redevance doivent être limitées à des seuils techniquement admissibles et faire l'objet de justification²⁹.

L'Art. 31/1 de loi N° 05-07 dispose que « le droit de transfert consiste à tout transfert est soumis au paiement au Trésor public, par la ou les personnes cédantes, d'un droit non déductible, dont le montant est égal à un pour cent (1%) de la valeur de la transaction. Le mode de calcul et de liquidation de ce droit est précisé par voie réglementaire »³⁰.

L'Art. 37/1 de loi N° 05-07 dispose que « au terme de la période de recherche, il est automatiquement mis fin au contrat de recherche et de plein droit si le contractant n'a pas déclaré de gisement commercial ou s'il n'a pas sélectionné un périmètre, sujet à l'application de l'article 42 de la présente loi »³¹.

²⁷Loi N°05-07 du 19 juillet 2005, JORADP N°50, Article 19, P10.

²⁸Loi N°05-07 du 19 juillet 2005, JORADP N°50, Article 20, P11.

²⁹Loi N°05-07 du 19 juillet 2005, JORADP N°50, Article 26, P11.

³⁰Loi N°05-07 du 19 juillet 2005, JORADP N°50, Article 31/3, P12.

³¹Loi N°05-07 du 19 juillet 2005, JORADP N°50, Article 37/1, P13.

Chapitre II : Les dispositions fiscales des récentes lois sur les hydrocarbures (N°05-07 et N°19-13)

L'Art. 37/2 de loi N° 05-07 dispose que « le contractant peut prétendre à une **extension exceptionnelle** de la période de recherche d'une durée maximale de 6 mois, pour lui permettre d'achever le forage et/ou l'évaluation d'un puits de recherche qui aura été initié au cours des 03 derniers mois avant l'expiration de la période de recherche »³².

L'Art. 38 de loi N° 05-07 dispose que « le périmètre contractuel est réduit de 30% à la fin de la 1ère et de la 2ème phase de la période de recherche »³³.

L'Art.43/1 de la loi N°05-07 dispose que « le programme minimum de travaux est spécifié dans le contrat de recherche et d'exploitation pour chacune des phases de la période de recherche »³⁴.

Le contrat de recherche et d'exploitation doit spécifier le montant de **la garantie bancaire** couvrant le montant des travaux minimum à réaliser par le contractant durant chaque phase de recherche³⁵.

L'Art. 46 de la loi N° 05-07 désigne que « le contractant ayant découvert un gisement peut bénéficier d'une autorisation de **production anticipée** à partir d'un ou plusieurs puits pour une durée ne dépassant pas douze mois à partir de la date d'attribution de cette autorisation par ALNAFT . Cette production anticipée est soumise au régime fiscal prévu par la présente loi »³⁶.

1.4. Création d'ALNAFT et ARH

Depuis 2001, il existait une volonté politique déterminée visant à mettre fin au monopole de l'État dans le secteur des hydrocarbures. Cette volonté a entraîné une phase de réformes institutionnelles lancées par l'État dans le but d'optimiser les conditions de relance de la croissance économique nationale.

Cet objectif s'est concrétisé par le passage d'un État interventionniste à un État régulateur, ce qui a ouvert la voie à la création d'un mécanisme appelé les **autorités**

³²Loi N°05-07 du 19 juillet 2005, JORADP N°50, Article 37/2, P13.

³³Loi N°05-07 du 19 juillet 2005, JORADP N°50, Article 38, P13.

³⁴Loi N°05-07 du 19 juillet 2005, JORADP N°50, Article 43/1, P13.

³⁵Loi N°05-07 du 19 juillet 2005, JORADP N°50, Article 43/2, P13.

³⁶Loi N°05-07 du 19 juillet 2005, JORADP N°50, Article 46, P14.

Chapitre II : Les dispositions fiscales des récentes lois sur les hydrocarbures (N°05-07 et N°19-13)

administratives indépendantes³⁷ dans divers secteurs économiques, notamment la recherche et la production d'hydrocarbures. Cette évolution a permis à l'entreprise SONATRACH de se recentrer sur son cœur de métier, tout en transférant certaines de ses prérogatives à deux nouvelles agences : l'Agence Nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) et l'agence d'autorités des hydrocarbures (ARH). Ce changement a été rendu possible grâce à la promulgation de la loi relative aux hydrocarbures N° 05-07³⁸.

1.4.1. ALNAFT

L'agence nationale depuis sa création en 2005 en vertu de la loi N° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures, son rôle était la valorisation des ressources en hydrocarbures appelée **ALNAFT**. Ces attributions sont plutôt d'ordre économique, confirmant là aussi ce que semble vouloir indiquer son intitulé. Mais elle a également des attributions de type réglementaire, toutefois plus larges et plus nettes que celles dont on créditait la SONATRACH.

L'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures est chargée notamment³⁹ de :

- la promotion des investissements dans la recherche et l'exploitation des hydrocarbures ;
- la gestion et la mise à jour des banques de données concernant la recherche et l'exploitation des hydrocarbures ;
- la délivrance des autorisations de prospection ;
- procéder à des appels à la concurrence et d'évaluer les offres concernant les activités de recherche et/ou d'exploitation ;
- l'attribution des périmètres de recherche et des périmètres d'exploitation et de la conclusion de contrats de recherche et/ou d'exploitation ;
- du suivi et du contrôle, en sa qualité de partie contractante, de l'exécution des contrats de recherche et/ou d'exploitation conformément aux dispositions de la présente loi ;

³⁷ Les autorités administratives indépendantes sont des organismes administratifs, créés par la législation, disposant d'une large autonomie leur permettant d'assurer une mission de régulation ou de protection des droits fondamentaux.

³⁸ BENDJILALI Z, « les caractéristiques de la fiscalité pétrolier en droit algérien », thèse de Magister, 2013.

³⁹ Loi N°05-07 du 19 juillet 2005, JORADP N°50, Article 14, PP9-10.

Chapitre II : Les dispositions fiscales des récentes lois sur les hydrocarbures (N°05-07 et N°19-13)

- l'étude et de l'approbation des plans de développement et de leurs mises à jour périodiques ;
- s'assurer que l'exploitation des ressources en hydrocarbures est réalisée en respectant une conservation optimale ;
- la détermination et de la collecte de la redevance et de son reversement au trésor public dès le jour ouvrable suivant sa réception, après déduction des montants définis à l'article 15 ;
- promouvoir l'échange d'informations concernant le marché du gaz,
- s'assurer que l'opérateur, tel que défini à l'article 29, s'est acquitté de la taxe sur le revenu pétrolier, de la taxe superficielle prévues au titre VIII de la présente loi, ainsi que le cas échéant, des paiements des taxes concernant le *torchage*⁴⁰ du gaz et l'utilisation de l'eau conformément aux articles 52 et 53 ;
- l'aide à la promotion de l'industrie nationale ;
- l'encouragement des activités de recherche et de développement ;
- collaborer avec le ministre chargé des hydrocarbures en matière de politique sectorielle et d'élaborer des textes réglementaires régissant les activités hydrocarbures ;
- procéder à la consolidation d'un plan à moyen et long terme du secteur des hydrocarbures à partir des plans à moyen et long terme des contractants et de le transmettre au ministre chargé des hydrocarbures annuellement, au mois de janvier ;
- échanger des informations fiscales concernant les contrats de recherche et/ou d'exploitation avec l'administration fiscale.

1.4.2. L'Autorité de Régulation des Hydrocarbures

L'ARH est désignée pour la prise en charge des missions de contrôle et de régulation des activités relevant du domaine des hydrocarbures ainsi que des questions liées à la sécurité industrielle et à la protection de l'environnement, L'autorité de régulation des hydrocarbures est chargée notamment de veiller au respect⁴¹ :

⁴⁰ Le torchage ou brulage des gaz est l'action de brûler par des torchères des rejets de gaz naturel à différentes étapes de l'exploitation du pétrole et du gaz naturel.

⁴¹Loi N°05-07 du 19 juillet 2005, JORADP N°50, Article 13, P9.

Chapitre II : Les dispositions fiscales des récentes lois sur les hydrocarbures (N°05-07 et N°19-13)

- de la réglementation technique applicable aux activités régies par la présente loi ;
- de 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 ;
- de la réglementation en matière d'hygiène, de sécurité industrielle et d'environnement et de prévention et gestion des risques majeurs ;
- du cahier des charges de la construction des infrastructures de transport par canalisation et de stockage ;
- de l'application de normes et de standards établis sur la base de la meilleure pratique internationale, ces normes et standards sont définis par voie réglementaire ;
- de l'application des pénalités et amendes payables au Trésor public en cas d'infraction aux lois et règlements relatifs à : la réglementation technique applicable aux activités régies par la présente loi, la réglementation relative à l'application des tarifs et du principe de libre accès des tiers aux infrastructures de transport par canalisation et de stockage et la réglementation en matière d'hygiène, de sécurité industrielle et d'environnement. Les montants et les modalités d'application des amendes et pénalités, prévues au présent article, sont définis par voie réglementaire.

Elle est aussi chargée :

- d'étudier les demandes d'attribution de concession de transport par canalisation et de soumettre des recommandations au ministre chargé des hydrocarbures ;
- de recommander, au ministre chargé des hydrocarbures, le retrait d'une concession de transport par canalisation en cas de manquements graves aux dispositions prévues par le contrat de concession selon les conditions définies par voie réglementaire ;
- de gérer la caisse de péréquation et de compensation des tarifs de transport des hydrocarbures et des produits pétroliers dont les modalités de fonctionnement sont fixées par voie réglementaire ;
- de collaborer avec le ministre chargé des hydrocarbures en matière de politique sectorielle et d'élaborer des textes réglementaires régissant les activités hydrocarbures.

2. Les dispositions fiscales de la loi N° 05-07

Le régime fiscal applicable aux activités de recherche et/ou d'exploitation défini par les dispositions de la présente loi, consiste en⁴² :

- Une taxe superficielle ;
- Une redevance ;
- Une taxe sur le revenu pétrolier (T.R.P) ;
- Un impôt complémentaire sur le résultat (I.C.R) ;
- Un impôt foncier sur les biens autres que les biens d'exploitation, tel que fixé par la législation et la réglementation fiscale générale en vigueur.

2.1. La taxe superficielle

La taxe superficielle est nouvelle dans la mesure où elle n'existait ni aux termes de la loi du 19 août 1986, ni aux termes des textes législatifs antérieurs. C'est une taxe non déductible payable annuellement au trésor public en dinars algériens (DA) ou en dollars des Etats-Unis d'Amérique au taux de change à l'achat du dollar des Etats-Unis d'Amérique fixé par la Banque d'Algérie le jour du paiement, par l'opérateur tel que défini à l'article 29, dès la mise en vigueur du contrat et conformément aux dispositions de l'article 55 de la présente loi. Cette taxe est calculée sur la base de la superficie du périmètre à la date d'échéance de chaque paiement⁴³.

⁴²Loi N°05-07 correspondant au 19 juillet 2005, JORADP N°50, P20.

⁴³Loi N°05-07 du 19 juillet 2005, JORADP N°50, article 84, PP 20-21.

Chapitre II : Les dispositions fiscales des récentes lois sur les hydrocarbures (N°05-07 et N°19-13)

Tableau 1: Le tarif applicable à la superficie du périmètre (loi 2005) en DA / Km²

ANNÉES	PÉRIODE DE RECHERCHE			PÉRIODE DE RÉTENTION DÉFINIE ARTICLE 42+ PÉRIODE EXCEPTIONNELLE DÉFINIE ARTICLE 37	PÉRIMÈTRE D'EXPLOITATION
	1 à 3 années (inclus)	4 et 5 année	6 et 7 année		
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 : Établi par nos soins partir de l'Article 84 de la loi N°05-07

D'après la lecture du tableau ci-dessus, nous constatons que la taxe superficielle varie selon la période du contrat et selon la zone où se situe le projet.

Ces montants varient de 4 000 à 16 000 DA par km² en période de recherche et de 16 000 à 32 000 DA par km² en période d'exploitation. Dans l'industrie pétrolière, ces sommes peuvent être considérées comme relativement peu élevées. On peut donc affirmer qu'elles ne peuvent constituer qu'un petit moyen pour inciter le contractant à investir et à rendre rapidement le maximum de superficies. C'est une taxe calculée sur la base de la superficie du périmètre contractuel.

2.2. La redevance

La redevance est déterminée mensuellement sur toutes les quantités d'hydrocarbures extraites du périmètre d'exploitation⁴⁴, en utilisant la moyenne mensuelle des prix de base. Ces produits sont condensât, pétrole brut, GPL et GN.

L'Art. 26/2 de la loi N° 05-07 dispose que « sont exclues pour le calcul de la redevance les quantités consommées pour les besoins directs de la production, les quantités perdues avant le point de mesure et les quantités réintroduites dans le gisement qui fait l'objet du même contrat d'exploitation »⁴⁵.

⁴⁴Périmètre d'exploitation : Partie ou ensemble des parties du périmètre, délimitant un ou plusieurs gisement(s) commercialement exploitable(s) objet du plan de développement approuvé par ALNAFT, éventuellement révisé, notamment pour intégrer tout nouveau gisement commercialement exploitable.

⁴⁵ Loi N°05-07 du 19 juillet 2005, JORADP N°50, article 26/2, P11

Chapitre II : Les dispositions fiscales des récentes lois sur les hydrocarbures (N°05-07 et N°19-13)

Le taux pour le calcul de la redevance est déterminé en fonction :

- de la zone d'exploitation. Il est prévu quatre zones A, B, C, D, qui seront déterminées par voie réglementaire ;
- des quantités d'hydrocarbures extraites du périmètre d'exploitation exprimées en B.e.p⁴⁶/jour et calculées sur une moyenne mensuelle ;
- taux de la redevance pour une quantité d'hydrocarbures extraits n'excédant pas 100.000 B.e.p/jour.

Ce taux est contractuel et ne peut en aucun cas être inférieur au taux prévu par l'article 85 de la loi. Le tableau N°2 donne la variation du taux de redevance en fonction de tranches de la production journalière.

Tableau 2 : Le taux de la redevance varie en fonction de tranches de la production journalière en 2005

ZONE	A	B	C	D
00 à 20 000 B.e.p/jour	5.5%	8%	11%	12.5%
20 001 à 50 000 B.e.p/jour	10.5%	13%	16%	20%
50 001 à 100.000 B.e.p/jour	15.5%	18%	20%	23%

Source : Établi par nos soins partir de l'Article 85 de la loi N° 05-07

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

Tableau 3 : Le taux de la redevance pour une production journalière supérieure à 100 000 B.e.p /jour

Zone	A	B	C	D
100 001 et plus B.e.p/jour	12%	14.5%	17%	20%

Source: Établi par nos soins à partir de l'Article 85 de la loi N°05-07

⁴⁶B.e.p (Baril équivalent pétrole) : volume d'hydrocarbure liquide ou gazeux ayant une teneur énergétique de 5,90 Giga Joules égale à celle d'un baril de pétrole brut.

Chapitre II : Les dispositions fiscales des récentes lois sur les hydrocarbures (N°05-07 et N°19-13)

Formule de calcul de la redevance selon la loi d'hydrocarbures N°05-07 :

$$\text{Redevance} = [(\text{Production en B.e.p} \times \text{Prix de base}) - (\text{Tarif de Transport})] \times \text{Taux}$$

Appliqué selon le volume de production et la zone.

Dans le cas où le contractant regroupe plus d'une personne, l'opérateur ou SONATRACH - S.P.A, lorsque cette dernière est seul opérateur sur un périmètre d'exploitation, tel que défini à l'article 29 de la présente loi, verse à ALNAFT le montant de la redevance le 10 du mois sur l'ensemble de la production conformément aux dispositions.

La redevance est déductible de la base fiscale pour les besoins de calcul du TRP et de l'ICR.

2.3. La taxe sur le revenu pétrolier (TRP)

Comme prévu à l'article 86 de la loi N° 05-07 est une transformation notamment en ce qui concerne le nom de l'impôt sur le revenu prévu à l'article 37 de la loi du 19 août 1986. En 1986, le taux de l'impôt sur le revenu était de 85% du bénéfice brut de l'année, mais le taux réduit à 75% dans la zone A et 65% dans la zone B, lorsque les conditions économiques l'exigent pour explorer et exploiter le gisement.

À cet égard, il est également devenu problématique d'introduire certains éléments d'assouplissement de l'impôt sur le revenu, compte tenu de la difficulté d'exploitation dans certaines zones. L'objectif est d'encourager la recherche et l'investissement dans le domaine considéré comme plus difficile.

La loi d'avril 2005 poursuit et approfondit la réforme dans cette direction puisque les taux sont de 30 ou 70% selon les niveaux de production avec un mécanisme de déduction d'un pourcentage selon les tranches annuelles d'investissement appelé *UPLIFT*⁴⁷. Ce pourcentage *d'UPLIFT* couvre les coûts opératoires et varie dans les quatre zones A, B, C et D désormais établies⁴⁸. Les encouragements en faveur des investisseurs, dans les zones

⁴⁷*UPLIFT* : le pourcentage par lequel les tranches annuelles d'investissement sont augmentées pour les besoins du calcul de la taxe sur le revenu pétrolier (T.R.P) Ce pourcentage *d'UPLIFT* couvre les coûts opératoires.

⁴⁸ L'article 87 de la loi des hydrocarbures 05-07 fixe les tableaux et les modes de calcul de la TRP sur la base des principes énoncés.

Chapitre II : Les dispositions fiscales des récentes lois sur les hydrocarbures (N°05-07 et N°19-13)

réputées plus difficiles, sont donc plus marqués par rapport à la loi de 1986, confirmant ainsi la tendance libérale de la loi d'avril 2005.

On peut calculer la TRP selon les points suivants :

- calculée sur la base d'un taux appliqué au revenu pétrolier ;
- payable par l'opérateur, en 12 règlements provisoires valant acomptes au titre de l'exercice au Trésor public (la liquidation de la TRP s'effectue dans le délai fixé pour la remise de la déclaration annuelle du résultat) ;
- déductible pour le calcul de l'ICR.

La formule de calcul du revenu pétrolier est la suivante :

Revenu pétrolier = Valeur de la Production Annuelle – Déductions Autorisées.

Avec :

Valeur de la Production Annuelle = (Quantités soumises à la Redevance x Prix de base) – Tarif de Transport.

Les déductions autorisées se composent des éléments suivants sont ⁴⁹:

- la redevance ;
- les tranches annuelles d'investissement de développement majorées au taux de *l'UPLIFT* ;
- les tranches annuelles d'investissement d'exploration majorées au taux de *l'UPLIFT* ;
- les provisions pour abandon et/ou restauration ;
- les frais de formation des RH nationales ;
- le coût d'achat de gaz pour récupération assistée.

⁴⁹Loi N°05-07 du 19 juillet 2005, JORADP N°50, Article 86, P22.

Chapitre II : Les dispositions fiscales des récentes lois sur les hydrocarbures (N°05-07 et N°19-13)

La TRP est une charge déductible de la base fiscale pour les besoins du calcul de l'ICR. Selon l'article 87 de la loi N° 05-07 Pour les besoins du calcul de la TRP, on utilise les taux fixés dans le tableau suivant :

Tableau 4 : Le pourcentage de TRP applicable selon les seuils.

P.V. exprimée en 10°DA telle que définie à l'article 86 de la loi 05-07	Premier seuil S1	70
	Deuxième seuil S2	385
Taux de la TRP	Premier Niveau	30%
	Deuxième Niveau	70%

Source : Établi par nos soins à partir de l'Article 87 de la loi N°05-07

La TRP est calculée en appliquant les taux ci-dessus au revenu pétrolier défini à l'article 86, cette taxe est payée mensuellement par l'opérateur.

Taux de change moyen à la vente du dollar des Etats Unis d'Amérique en dinars, du mois calendaire précédant chaque paiement, publié par la Banque d'Algérie, divisé par soixante-dix (70) et multiplié par le montant de chaque seuil figurant dans (le tableau N°4) ci-dessus⁵⁰.

- Si la PV **Production Valorisée** est inférieure ou égale au premier seuil S1, la TRP est calculée en utilisant le taux est de 30% ;
- Si la PV est supérieure au deuxième seuil S2, la T.R.P est calculée en utilisant le taux relatif est de 70% ;
- Si la PV est comprise entre les deux seuils S1 et S2, on utilise la formule suivante pour le calcul du taux de la taxe sur le revenu pétrolier :

$$\text{Pourcentage(\%)TRP} = \frac{40}{S2 - S1} (PV - S1) + 30$$

Les tranches annuelles d'investissement de recherche et de développement à l'exception de celles concernant la récupération assistée, bénéficient d'un *UPLIFT* fixé comme indiqué par le tableau ci-après.

⁵⁰Loi N°05-07 du 19 juillet 2005, JORADP N°50, Article 87, P22.

Chapitre II : Les dispositions fiscales des récentes lois sur les hydrocarbures (N°05-07 et N°19-13)

Tableau 5 : Taux d'*UPLIFT* selon les zones

Zones	Taux d' <i>UPLIFT</i>	Tranches annuelles d'investissements
A, B	15%	de recherche et de développement, 20% correspondant à une durée de 5 ans
C, D	20%	de recherche et de développement, 12,5% correspondant à une durée de 8 ans
A, B, C, D	20%	de récupération assistée, 20% correspondant à une durée de 5 ans

Source : Établi par nos soins à partir de l'article 87 de la loi N°05-07

Dans toutes les zones une tranche annuelle d'investissement de vingt pour cent (20%), correspondant à une durée de cinq (5) ans et un taux d'*UPLIFT* de vingt pour cent (20%) sont appliqués pour les investissements de récupération assistée.

Le coût d'achat du gaz pour assurer les opérations de réinjection de gaz et de *cyclage*⁵¹, les frais de formation des ressources humaines nationales et le cas échéant, les coûts d'abandon sont déductibles pour les besoins du calcul de la T.R.P sans bénéficier d'un *UPLIFT*⁵².

2.4. Impôt complémentaire sur le résultat (ICR)

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 conditions en vigueur à la date du paiement et les taux d'amortissement prévus en annexe de la présente loi. 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 réglementaire⁵³.

Sachant que la TPR est déductible de la base fiscale pour le calcul de l'ICR. La loi ouvre la possibilité, assez nouvelle dans la fiscalité pétrolière, d'une consolidation des résultats de l'ensemble des activités pétrolières en Algérie.

⁵¹ *Cyclage* est une opération qui concerne les gisements de gaz humides et qui consiste à consiste réinjecter le gaz d'extraction des fractions liquides (condensât) et éventuellement de GPL afin d'améliorer la récupération de ces fractions liquides.

⁵²Loi N°05-07 du 19 juillet 2005, JORADP N°50, Article 87, P23.

⁵³Loi N°05-07 du 19 juillet 2005, JORADP N°50, Article 88, P23.

Section 2 : Le dispositif fiscal de la nouvelle loi sur les hydrocarbures N°19-13

Une nouvelle loi sur les hydrocarbures a été promulguée pour compenser le ralentissement des travaux d'exploration, notamment pour les partenariats dans un nouveau contexte marqué par une baisse structurelle des prix du pétrole. Outre la simplification du système fiscal, la nouvelle loi introduit trois formes de contrats sont les contrats de participation, les contrats de partage de production et les contrats de service à risque.

La nouvelle loi maintient la règle 51/49 %, et clarifie davantage les rôles du ministre de l'Energie, des agences ALNAFT et l'ARH dans l'établissement des contrats. Dans ce cas, nous expliquerons les principales dispositions fiscales et réglementaires introduites par les nouvelles lois 19-13 sur les hydrocarbures selon chaque type de contrat.

1. La réforme du régime juridique des hydrocarbures au plan fiscal et contractuel : la loi N°19-13 du 11 décembre 2019

Les principaux objectifs de la loi N° 19-13 promulguée le 11 décembre 2019 sont de réformer de manière approfondie le cadre juridique régissant les hydrocarbures, en particulier sur les aspects fiscaux et contractuels, afin de restaurer l'attrait du secteur minier national.

Cette réforme est motivée par la nécessité de garantir la stabilité de l'environnement des affaires. Suite à une évaluation de la situation actuelle, il est apparu essentiel d'améliorer l'attractivité fiscale en réduisant la charge fiscale et en simplifiant le système fiscal, tant en termes du nombre d'impôts et de taxes exigés que de leur mode de détermination.

Les principes directeurs du projet de loi peuvent être résumés comme suit :

- la loi N° 19-13 promulguée le 11 décembre 2019 vise également à clarifier les rôles respectifs du Ministre chargé de l'énergie, d'ALNAFT et d'ARH. Cette clarification est essentielle pour définir les responsabilités et les compétences de chaque entité dans le secteur des hydrocarbures.
- Renforcement du rôle de l'entreprise nationale en tant qu'acteur économique au service du développement du pays.

Chapitre II : Les dispositions fiscales des récentes lois sur les hydrocarbures (N°05-07 et N°19-13)

- Maintien de la règle 51/49, qui prévoit que la majorité des parts d'une entreprise d'hydrocarbures doit être détenue par des acteurs nationaux.
- Diversification des formes contractuelles pour favoriser une plus grande variété de partenariats et d'investissements.
- Réaffirmation du monopole de l'entreprise nationale sur l'activité de transport par canalisation.

1.1. Les agences d'hydrocarbures

Dans ce point, nous aborderons les deux agences ALNAFT et ARH, créées conformément à la loi N° 05-07 du 28 avril 2005, modifiées et complétées, relatives aux hydrocarbures. Ce sont des autorités indépendantes régies par la loi N°19-13. Elles demeurent dotées de la personnalité juridique et de l'autonomie financière⁵⁴.

1.1.1. ALNAFT

ALNAFT a été créée en conformité avec l'article 12 de la loi N° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures qui a depuis été modifiée et complétée.

ALNAFT fonctionne en tant qu'autorité indépendante et est actuellement régie par la loi N°19-13. Elle possède sa propre personnalité juridique et bénéficie d'une autonomie financière.

Les objectifs principaux de l'ALNAFT consistent à promouvoir l'investissement dans la recherche et l'exploitation des hydrocarbures⁵⁵.

⁵⁴ Loi N°19-13 du 22 Décembre 2019, JORADP N°79, article 22, P11

⁵⁵ AINAS Y., OUAREM N. et SOUAM S., Les hydrocarbures : atout ou frein pour le développement de l'Algérie ? Revue Tiers Monde 2012/2 (N°210), P83.

Chapitre II : Les dispositions fiscales des récentes lois sur les hydrocarbures (N°05-07 et N°19-13)

A. Les autorisations accordées par L'ALNAFT

Dans l'article 42 de la loi N° 19-13, différentes responsabilités sont attribuées à ALNAFT. Parmi ces responsabilités, on retrouve les autorisations accordées par cette entité, qui sont les suivantes⁵⁶ :

- autorisations de prospection⁵⁷, conformément à l'article 46 de la loi N°19-13. Ces autorisations ont une durée de deux ans, renouvelable une fois pour une période maximale de deux ans. ALNAFT peut retirer cette autorisation à tout moment, conformément à l'article 48, en respectant les motifs et conditions spécifiés dans l'autorisation.
- Attestations de préqualification des personnes et des opérateurs amont.
- Actes d'attribution concernant les contrats d'hydrocarbures.
- Concessions amont à l'entreprise nationale SONATRACH-SPA ou à toute filiale de droit algérien détenue entièrement, directement ou indirectement, par SONATRACH-SPA.
- Autorisation de production anticipée⁵⁸, accordée par ALNAFT en concertation avec ARH, permettant à l'entreprise nationale ou aux parties contractantes de produire anticipativement à partir d'un ou plusieurs puits, selon des conditions et une durée fixée par ALNAFT⁵⁹. Cette production anticipée est soumise à la redevance forfaitaire⁶⁰ prévue par l'article 198 de la loi régissant les activités d'hydrocarbures.
- ALNAFT est responsable d'approuver un plan de développement⁶¹.
- ALNAFT est chargé d'accorder ou de refuser les autorisations de transfert liées aux contrats d'hydrocarbures.
- Approbation et mises à jour périodiques des plans de développement.

⁵⁶Loi N°19-13 du 22 Décembre 2019, JORADP N°79, Article 42, P30.

⁵⁷Autorisation de prospection : Autorisation de prospection d'hydrocarbures délivrée par ALNAFT, selon les dispositions de la présente loi qui confère au prospecteur le droit non exclusif d'exécuter des travaux de prospection dans un périmètre.

⁵⁸Production anticipée : Production d'hydrocarbures permettant d'acquérir des informations et caractéristiques complémentaires d'un gisement découvert, nécessaires à l'élaboration d'un plan de développement.

⁵⁹La loi N°19-13 du 22 Décembre 2019, JORADP N°79, Articles 110 et 111, P21.

⁶⁰Loi N°19-13 du 22 Décembre 2019, JORADP N°79, Article 198, P30.

⁶¹Le plan de développement est défini par l'article 2 de la loi N°19-13. C'est un programme de travaux concernant les opérations de développement, de mise en production, et d'exploitation des hydrocarbures, d'abandon et de remise en état du site. Il comprend, notamment une délimitation du périmètre d'exploitation à développer, les éléments techniques, économiques, financiers, la localisation du point de mesure, les mesures de sécurité et de protection de l'environnement ainsi que les éléments de contenu local.

Chapitre II : Les dispositions fiscales des récentes lois sur les hydrocarbures (N°05-07 et N°19-13)

- ALNAFT au rôle de prendre des décisions, en concertation avec ARH, concernant les activités amont, notamment en ce qui concerne l'opportunité d'abandons temporaires ou définitifs de sites, ainsi que sur le programme d'abandon et de remise en état des sites.
- Délivrance d'autorisations exceptionnelles de *torchage* du gaz pour les activités amont, conformément à l'article 158 de la loi N°19-13⁶².
- ALNAFT est responsable d'accorder les droits d'occupation des terrains, les droits annexes ainsi que les servitudes d'accès, de passage et d'aqueduc, dans le cadre d'une concession amont, d'un contrat d'hydrocarbures ou d'une autorisation de prospection.

B. Le cas d'infraction et sanction

Dans le cadre de ses responsabilités, ALNAFT est habilitée à appliquer des sanctions aux personnes exerçant des activités liées aux hydrocarbures en cas d'infractions. Ces infractions sont énumérées dans les articles 224 et 226 de la loi N°19-13 du 11 décembre 2019 qui régit les activités d'hydrocarbures⁶³. Quelques exemples d'infractions susceptibles d'entraîner des sanctions sont les suivants :

- prononcer et notifier des sanctions en cas de violation d'une disposition de la loi ou de toute prescription liée aux autorisations accordées, qui sont destinées à assurer la protection.
- Exiger des corrections et/ou des modifications lorsque la personne commet une erreur ou une maladresse.
- Prendre ces mesures de sanction après avoir constaté l'infraction et adressé une mise en demeure pour remédier à la situation.

⁶²Loi N°19-13 du 22 Décembre 2019, JORADP N°79, Article 158, P25.

⁶³Loi N°19-13 du 22 Décembre 2019, JORADP N°79, Articles 225 et 226, P33.

1.1.2. ARH

ARH a été créée en vertu de la loi N° 05-07 du 28 avril 2005, qui a depuis été modifiée et complétée, et qui régit les hydrocarbures. En tant qu'autorité indépendante, l'ARH est régie par la loi N° 19-13 relative aux activités d'hydrocarbures. Elle jouit de la personnalité juridique et de l'autonomie financière.

A. Les autorisations accordées par l'ARH

Selon les dispositions de la loi N° 19-13 régissant les activités d'hydrocarbures, ARH a différentes missions. Parmi celles-ci, elle est chargée de formuler des avis et de soumettre des recommandations au ministre en ce qui concerne l'attribution des autorisations aux demandeurs. De plus, elle est habilitée à délivrer des autorisations dans les domaines suivants⁶⁴ :

- étudier la faisabilité et élaborer un plan de gestion des risques pour la réalisation d'un projet de stockage souterrain d'hydrocarbures et de produits pétroliers, après concertation.
- Effectuer des études d'impact sur l'environnement et des études de dangers, en consultant les ministères et les wilayas concernés, conformément aux procédures établies⁶⁵, ainsi que des études de risques liées aux activités de recherche.
- Accorder des droits d'occupation des terrains, des droits annexes, ainsi que des servitudes d'accès, de passage et d'aqueduc, dans le cas d'une concession de transport par canalisation.

B. Le cas d'infraction et sanction

Dans l'exercice de ses responsabilités, ARH est autorisée à imposer des sanctions à une personne lorsqu'une violation de la loi, de ses textes d'application ou de toute autre disposition mentionnée dans la loi N° 19-13 régissant les activités d'hydrocarbures, est constatée et que la personne concernée n'a pas remédié à cette violation. Lorsque la personne en question ne corrige pas la situation, l'ARH notifie une astreinte à cette personne, qui doit ensuite s'en acquitter auprès de l'administration fiscale. Si malgré cela la personne ne remédie pas à la situation, l'autorisation accordée peut être suspendue ou retirée, en fonction de la

⁶⁴Loi N°19-13 du 22 Décembre 2019, JORADP N°79, Articles 43,44 et 45, PP13-14.

⁶⁵Loi N°19-13 du 22 Décembre 2019, JORADP N°79, Article 157, P25.

Chapitre II : Les dispositions fiscales des récentes lois sur les hydrocarbures (N°05-07 et N°19-13)

nature de l'autorisation, soit par l'ARH, soit par le ministre compétent, ou encore par le wali⁶⁶.

1.2. Le maintien de la règle 51/49

La nouvelle loi maintient la règle 51/49, qui régit les partenariats entre la SONATRACH et les entreprises étrangères. Cette règle renforce la position de l'entreprise nationale en tant que leader dans la recherche et l'exploitation des hydrocarbures en Algérie. Étant donné la sensibilité de ce secteur stratégique, l'objectif est de garantir et de préserver la souveraineté de l'État à travers la SONATRACH, tout en lui permettant de développer ses activités grâce à la réalisation de nouveaux projets d'exploration et d'exploitation⁶⁷.

Le maintien de la règle 51/49 dans le secteur des hydrocarbures fait référence à une politique qui impose que les acteurs nationaux détiennent au moins 51% des parts dans les projets pétroliers et gaziers, tandis que les acteurs étrangers peuvent détenir jusqu'à 49% des parts.

Cette règle a été mise en place dans certains pays pour favoriser la participation et le développement des entreprises locales dans l'industrie des hydrocarbures. Elle vise à assurer que les bénéfices de l'exploitation des ressources pétrolières et gazières profitent en grande partie à l'économie nationale et aux acteurs nationaux.

En maintenant cette règle, le gouvernement s'assure que les entreprises nationales ont une part majoritaire dans les projets d'exploration, de production et de commercialisation des hydrocarbures. Cela peut favoriser le transfert de connaissances, la création d'emplois locaux, le développement des compétences et la croissance économique du pays.

Il convient de noter que la règle 51/49 peut varier d'un pays à l'autre et peut être sujette à des ajustements ou des exemptions en fonction des politiques économiques et des conditions du marché. Certaines nations peuvent également opter pour des régimes fiscaux et contractuels différents pour encourager les investissements étrangers tout en maintenant une participation significative des acteurs nationaux dans le secteur des hydrocarbures.

⁶⁶Loi N°19-13 du 22 Décembre 2019, JORADP N°79, Article 227 et 228, PP33-34.

⁶⁷Loi N°19-13 du 22 Décembre 2019, JORADP N°79, Articles 92, 93, 94, 95, 96, 97, P19.

2. Les dispositions fiscale de la loi N° 19-13

La nouvelle loi sur les hydrocarbures a introduit un ensemble de nouvelles mesures fiscales qui mettent l'accent sur la stimulation du secteur pétrolier et gazier et la réduction de la pression fiscale que subissent les entreprises exerçant dans ce secteur.

La loi du N° 19-13 a repris tous les impôts et taxes prévus par la législation antérieure. Comme nous allons le voir, la redevance est devenue redevance hydrocarbures, la taxe sur les revenus pétroliers (TRP) est devenue Impôt sur le revenu hydrocarbures (IRH) et l'impôt complémentaire sur le revenu (ICR) est devenu impôt sur le résultat (IR). Cependant les formules de calcul et les taux applicables selon la loi de 2005 et celle de 2019 sont différents.

Les impôts taxes applicables selon la loi de 2019 sont :

- taxe superficielle.
- Redevance sur la production d'hydrocarbures.
- Impôt sur le revenu des hydrocarbures (IRH).
- Impôt sur le résultat (IR).
- Impôt sur la rémunération du cocontractant étranger (nouvellement introduit pour les contrats partage production et les contrats de services à risque. Ces deux formes de contrats ne sont pas prévues par la loi de 2005 modifiée et complétée).
- Redevance forfaitaire en cas de production anticipée (Cette taxe est ressortie à part dans la loi de 2019. Dans la loi de 2005, la production anticipée est considérée pour la fiscalité comme toute autre production).

En fait, ce qui est intéressant d'examiner dans cette loi concerne plutôt la question de savoir si la loi du 11 décembre 2019 offre des avantages qui permettent d'attirer les investisseurs étrangers.

C'est d'ailleurs l'objectif clairement poursuivi par les responsables algériens en élaborant cette loi.

Cette loi a apporté diverses modifications concernant notamment les taux et les modalités de calcul des revenus qui sont favorables aux entreprises nationales ou étrangères intervenantes. Chacun des impôts et taxes précités est modifié de manière avantageuse en faveur des entreprises par rapport à lois antérieures.

Chapitre II : Les dispositions fiscales des récentes lois sur les hydrocarbures (N°05-07 et N°19-13)

2.1. La taxe superficielle

Cette taxe est déclarée et payée annuellement durant toute la période d'exploitation de contrat, elle est variée selon la période d'exploitation. Le calcul de cette taxe, comme mentionné dans les articles 165 et 166 de la loi, est basé sur la surface du périmètre contractuel et sur le prix unitaire indexé par kilomètre carré⁶⁸.

Ce prix diffère selon la phase dans laquelle est situé le projet : phase de recherche ou phase d'exploitation.

Les contrats soumis à la taxe superficielle sont les contrats de Concession en Amont, les Contrats de Partage de Production, les Contrats de services à Risques et enfin les Contrats de Participation.

Toutefois, cette taxe n'est pas déductible pour le calcul de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures et pour l'impôt sur le résultat.

Tableau 6 : Le prix unitaire de montant de la TSF communiqué par ARH annuellement

PÉRIODE	PÉRIODE DE RECHERCHE		PÉRIODE EXCEPTIONNELLE/ PÉRIODE DE PROROGATION/ PÉRIODE DE RÉTENTION	PÉRIMÈTRE D'EXPLOITATION
	de la 1ère année à la 4ème année incluse	de la 5ème année à la 7ème année incluse		
Montant unitaire en DA/Km²	7000	14 000	40 000	30 000

Source : Établi par nos soins à partir de l'Article de la nouvelle loi N°19-13

Cette taxe est déclarée et payée annuellement pendant la durée de la concession ou du contrat pétrolier à compter de la date d'entrée en vigueur du contrat.

La formule du calcul de la TSF est la suivante :

$$TSF = \text{Prix Unitaire} \times PC$$

Avec :

- *TSF* : la taxe superficielle ;
- *Prix* : il est déterminé selon le tableau ci-dessous ;
- *PC* : la surface de périmètre contractuel.

⁶⁸Loi N°19-13 du 22 Décembre 2019, JORADP N°79, Articles 165 et 166, P26.

Chapitre II : Les dispositions fiscales des récentes lois sur les hydrocarbures (N°05-07 et N°19-13)

Cette taxe n'est pas la plus importante en termes d'apport au Trésor public. Elle est surtout destinée à ne pas geler de larges superficies entre les mains des sociétés exploitantes et permettre à ALNAFT de les attribuer à d'autres sociétés.

2.2. La Redevance Hydrocarbures

La redevance introduite dans la nouvelle loi dans les articles 167 à 176 s'applique aux quantités d'hydrocarbures extraites et elle est payable à ALNAFT qui reverse 99,5% au Trésor public sur une base mensuelle.

La base imposable de la redevance est fixée en fonction de la valeur des quantités d'hydrocarbures extraites du périmètre d'exploitation calculée au point de mesure, à l'exclusion des quantités consommées pour les besoins de production, des quantités perdues et des quantités réinjectées dans le puits d'hydrocarbures.

Les quantités soumises à la redevance sont déterminées selon la formule⁶⁹ :

$$\text{Quantité} = \text{Quantité initial} - \text{les déductions}$$

Avec :

$$\text{Les déductions} = QS + QP + QR$$

- QS : quantités consommées pour les besoins de production ;
- QP : quantités perdues (sous conditions) ;
- QR : les quantités réinjectées (sous conditions).

Cette nouvelle loi octroie également plusieurs déductions liées aux coûts de transport des hydrocarbures par canalisations de transport détenues à 100% par la SONATRACH, aux coûts de liquéfaction du gaz naturel et aux coûts de séparation des gaz de pétrole liquéfiés.

A l'instar de la taxe superficielle, la redevance est due dans le cadre d'une concession Amont par la SONATRACH, d'un contrat de partage de production, d'un contrat de services à risques et par les parties contractantes en cas de contrat de participation.

⁶⁹ Loi N°19-13 du 22 Décembre 2019, JORADP N°79, Article170, P27.

Chapitre II : Les dispositions fiscales des récentes lois sur les hydrocarbures (N°05-07 et N°19-13)

Pour déterminer la redevance nous nous procédons comme suit :

$$\text{La Valeur de Production} = (\text{Quantité} \times \text{Prix}) - \text{Dédutions}$$

$$\text{Dédutions} = CT + CL + CS$$

Avec :

- CT : Coût de Transport ;
- CL: Coût de Liquéfaction de Gaz Naturel ;
- CS: Coût de Séparation des Gaz de Pétrole.

Le taux applicable à la valeur des quantités extraites définies ci-dessus est de 10% contrairement à la taxe superficielle, la redevance sur les hydrocarbures est déductible pour le calcul de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures et de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures et de l'impôt sur le résultat (IR).

En ce qui concerne la redevance sur les hydrocarbures, la nouvelle loi fixe le taux à la valeur de production à 10% qui sera systématiquement appliqué quelle que soit la taille du gisement d'hydrocarbures en question⁷⁰.

$$\text{Redevance} = 10\% \times VP$$

Avec le VP est la valeur de la production valorisée.

Gardons à l'esprit que la redevance sur les hydrocarbures a été fixée par la loi N° 05-07 à un taux compris entre 5% et 20% en fonction de l'importance de la production et de la complexité géologique de la zone où sont situés les gisements exploités.

En ce qui concerne la redevance forfaitaire sur la production anticipée, celle-ci est basée sur la valeur de production telle que prévue pour celle du calcul des redevances sur les hydrocarbures (toute quantité d'hydrocarbure extraite du périmètre d'exploitation) avec un taux d'imposition de 50%. Le niveau de cette production anticipée est quant à lui défini par les articles 110 et 111 de la loi.

⁷⁰Loi N°19-13 du 22 Décembre 2019, JORADP N°79, Article172, P27.

Chapitre II : Les dispositions fiscales des récentes lois sur les hydrocarbures (N°05-07 et N°19-13)

La redevance est déclarée et payée mensuellement par la société nationale dans le cas d'une concession Amont, d'un contrat de partage de production ou d'un contrat de service à risque et par les parties contractantes dans le cas d'un contrat de participation⁷¹.

Cette redevance sur la production anticipée sera régularisée par la compagnie nationale ou par les parties contractantes au plus tard le 1er mars de l'année suivant l'année concernée.

2.3. L'impôt Sur Le Revenu Hydrocarbure (IRH)

L'impôt sur le revenu est défini selon les termes de l'article 178 de loi de 2019. Le calcul de cet impôt est basé sur la valeur de la production annuelle utilisée pour calculer la redevance moins les déductions annuelles autorisées, y compris la redevance, les tranches d'investissement (exploration et développement), les provisions d'abandon, les coûts de formation, etc.

Le taux dépend de la rentabilité du projet déterminé par le calcul du coefficient **R**. Le taux applicable est compris entre 10% et 50 %, c'est-à-dire le taux de cet impôt varie en effet selon la valeur du facteur **R** qui correspond au rapport des revenus nets cumulées sur les dépenses cumulées.

Le revenu d'hydrocarbures (l'assiette imposable) est déterminé selon la formule suivante :

$$\text{Assiette} = \text{VP} - \text{Dan}$$

Avec le *Dan* les déductions annuelles.

Les déductions annuelles suivantes⁷² :

- la redevance hydrocarbures ;
- les tranches annuelles des investissements de développement exclusivement imputés au périmètre d'exploitation ;
- les tranches annuelles des investissements de recherche réalisés sur le périmètre ;
- les coûts opératoires annuels liés à la production d'hydrocarbures, y compris les coûts d'abandon et de remise en état des sites réalisés en cours d'exploitation ;

⁷¹Loi N°19-13 du 22 Décembre 2019, JORADP N°79, Article 171, P27.

⁷²Loi N°19-13 du 22 Décembre 2019, JORADP N°79, Article 179, P28.

Chapitre II : Les dispositions fiscales des récentes lois sur les hydrocarbures (N°05-07 et N°19-13)

- les provisions constituées pour faire face aux coûts d’abandon et de remise en état des sites ;
- le coût d’achat du gaz pour les besoins de la production et de la récupération ;
- la rémunération brute du co-contractant étranger, visée à l’article 193, dans le cas d’un contrat de partage de production ou d’un contrat de services à risque ;
- la base négative de (s) l’exercice(s) précédent(s) ;
- le taux dépend de la rentabilité du projet, qui est limitée entre 10% et 50% selon un ratio (R).

$$Dan = TAIR + CP + PROV + CAG + RCE + BN + R$$

Avec :

- TAIR : les tranches annuelles des investissements de recherche et de développement réalisées sur le périmètre ; ces tranches sont calculées en appliquant un taux annuel de 25% ; ainsi ces tranches sont déductibles durant une période de quatre ans.
- CP : couts opératoire annuels liée à la production des hydrocarbures y compris les couts d’abondant et de remise en état des sites réalisé en cours d’exploitation ;
- PROV : les provisions constituées pour faire face aux coûts d’abandon et de remise en état des sites à la fin du contrat hydrocarbures ou de la concession ;
- CAG : le coût d’achat du gaz pour les besoins de la production et de la récupération ;
- RCE : la rémunération brute du co-contractant étranger (PSC et Contrat à risque) ;
- BN : la base négative de (s) l’exercice(s) précédent(s) ;
- R: la redevance.

La formule du calcul du facteur **R** est la suivante : $R = \frac{RNC}{DC}$

Avec :

- RNC : Les revenus nets cumulés ou bien la somme des revenus du début de période d’exploitation à l’année (N-1) ;
- DC : les dépenses cumulées ou bien la somme des dépenses de la date d’entrée en vigueur à l’année (N-1).

Chapitre II : Les dispositions fiscales des récentes lois sur les hydrocarbures (N°05-07 et N°19-13)

Le calcul des revenus nets cumulés (RNC) est donné par la formule suivante :

Avec :

$$\text{RNC} = \sum \text{VP} - \sum \text{TSF} - \sum \text{R} - \sum \text{RH} - \sum \text{IRH}$$

- VP : la valeur de production depuis l'entrée en vigueur de contrat jusqu'à la fin de l'exercice précédent (n-1) ;
- TSF : la taxe superficielle ;
- R : la redevance d'hydrocarbures ;
- RH : la redevance hydraulique ;
- IRH : l'impôt sur le revenu des hydrocarbures effectués au cours de chaque exercice.

Les dépenses cumulées (DC) sont calculées selon la formule suivante :

$$\text{DC} = \sum \text{IRD} + \sum \text{CO}$$

Avec :

- IRD : les investissements de recherche et de développement ;
- CO : les coûts opératoires.

Selon la valeur de **R**, le taux de IRH est de⁷³ :

Tableau 7 : le ratio **R** dans le cadre de la loi N°19-13

R	Taux de l'impôt sur le Revenu
$R \leq 1$	10%
$R \geq 3$	50%
$3 > R > 1$	$(20 \% \times R) - 10 \%$
L'année de l'entrée en vigueur (Art 181)	50%

Source : Établi par nos soins à partir de l'Article de la nouvelle loi N°19-13

Cet impôt cible les recettes de production d'hydrocarbures générées sur le périmètre d'exploitation couvert par une concession amont ou un contrat d'hydrocarbures, payable sur une base annuelle avec toutefois des avances mensuelles (douze mensualités provisoires).

⁷³Loi N°19-13 du 22 Décembre 2019, JORADP N°79, Article180, P28.

Chapitre II : Les dispositions fiscales des récentes lois sur les hydrocarbures (N°05-07 et N°19-13)

Pour un nouveau contrat hydrocarbures ou concession amont ou concession concernant un gisement d'hydrocarbures en production, le taux applicable est de 50% pour la première année d'exploitation, alors que les tranches annuelles d'investissement sont calculées en appliquant un taux annuel de 25% pour une période déductible de quatre (4) ans⁷⁴.

On détermine le taux applicable pour les années suivantes par le calcul du facteur R et la détermination du taux en fonction de la valeur du facteur R.

La TRP a été remplacée par l'impôt sur les revenus des hydrocarbures (IRH), en apportant des modifications dans le mode de calcul de base de cet impôt. Selon les dispositions de la nouvelle loi, les tranches ne sont plus calculées progressivement.

La formule de calcul de ce segment, qui est actuellement basée sur la rentabilité des investissements a été remplacée par une formule basée sur le gain du dollar investi qui, contrairement à la formule de la loi N° 05-07, ne prend pas en compte la valeur temps de l'argent. En outre, les taux applicables à cette taxe sont réduits et varient entre 10% et 50% au lieu de 20% à 70% pour la loi N° 05-07.

2.4. L'impôt sur le résultat (IR)

En accord avec les articles 188 à 192 de la nouvelle loi, un impôt sur le résultat est instauré. Bien que cet impôt sur le résultat soit dans une large mesure similaire à l'impôt sur le bénéfice des sociétés, il tient compte à la fois des dispositions de la loi sur les hydrocarbures et des dispositions du Code des impôts directs.

En ce sens, le résultat imposable de l'exercice est calculé en incluant les taux d'amortissement prévus par la loi locale et les frais de recherche supportés à la fin de la période de recherche prévue par la loi sur les hydrocarbures. Cet impôt s'applique à un taux fixe de 30%⁷⁵.

La formule de calcul de l'IR est la suivante :

$$IR = 30\% \times RE$$

Avec :

⁷⁴Loi N°19-13 du 22 Décembre 2019, JORADP N°79, Article185, P28.

⁷⁵Loi N°19-13 du 22 Décembre 2019, JORADP N°79, Article191, P29.

Chapitre II : Les dispositions fiscales des récentes lois sur les hydrocarbures (N°05-07 et N°19-13)

- IR : l'impôt sur le résultat ;
- RE : le résultat total de l'entreprise.

L'impôt sur le résultat est payable à l'administration fiscale dans le même délai que la déclaration annuelle de revenu.

En termes de champs d'application par contrat, l'impôt sur le résultat s'applique aux revenus des activités réalisées par la société nationale en exécution des concessions en amont, des contrats de partage de production, des contrats de services à risques, ou par les parties contractantes dans le cas d'un contrat de participation.

Un de ses aspects intéressant ou innovant est qu'il envisage les résultats globaux du contractant à travers l'ensemble de ses contrats et non pas contrat par contrat. Il s'agit là d'une méthode qui peut permettre à une société de tenir compte de la faiblesse éventuelle des rendements d'un contrat en agrégeant ou en consolidant les pertes éventuelles dans un contrat aux bénéfices réalisés par les autres contrats qu'elle détient.

2.5. L'impôt sur la rémunération du Co-contractant étranger

Pour ce qui concerne l'imposition de la rémunération des entreprises étrangères, les articles 193 à 197, prévoient la mise en place d'un impôt spécifique.

Il s'agit de l'application de l'impôt sur le résultat sur la rémunération brute des cocontractants étrangers dans le cadre d'un contrat de partage de production ou d'un contrat de services à risques à un taux fixe de 30% sur la base de la rémunération brute du partenaire étranger.

Néanmoins, l'impôt est payé par la société nationale en douze (12) acomptes provisionnels sur une base mensuelle au nom et pour le compte du Co-contractant étranger⁷⁶.

La nouvelle loi indique également que dans le cas où la rémunération brute du Co-contractant étranger est déterminée en nature, les quantités concernées sont évaluées en appliquant les prix définis conformément au contrat d'hydrocarbures.

⁷⁶Loi N°19-13 du 22 Décembre 2019, JORADP N°79, Article195, P29.

Chapitre II : Les dispositions fiscales des récentes lois sur les hydrocarbures (N°05-07 et N°19-13)

En outre, la rémunération brute du Cocontractant étranger dans le cas d'un Contrat de Partage de Production ou d'un Contrat de Services à Risques est déductible pour le calcul de l'impôt sur le revenu de la société nationale.

2.6. La redevance forfaitaire sur la production anticipée

Conformément aux articles 198 à 201, cette redevance est basée sur la valeur de la production telle que prévue pour celle du calcul des Redevances sur les Hydrocarbures (toute quantité d'hydrocarbures extraite du périmètre d'exploitation) avec un taux d'imposition de 50%. Le niveau de cette Production anticipée est quant à lui défini par les articles 110 et 111 de la présente loi.

La redevance est déclarée et payée mensuellement par la Société Nationale dans le cas d'une Concession Amont, d'un Contrat de Partage de Production ou d'un Contrat de Service à Risque et par les parties contractantes dans le cas d'un Contrat de Participation.

La redevance forfaitaire sur la production anticipée est payée au plus tard le 20 du mois qui suit celui de la production. Cette redevance sur la production anticipée sera régularisée par la compagnie nationale ou par les Parties contractantes au plus tard le 1er mars de l'année suivant l'année concernée.

Conclusion

Le secteur des hydrocarbures en Algérie, qui jouit d'un statut central dans l'économie nationale, a connu depuis l'indépendance, plusieurs changements structurels en matière d'encadrement juridique et fiscale dans l'objectif de valoriser ses ressources. Ce que nous avons traité de manière générale dans ce chapitre en parlant sur les dispositions fiscales entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures, met en évidence les changements majeurs apportés par la nouvelle loi en termes de régime fiscal applicable à l'industrie pétrolière et gazière.

Le secteur des hydrocarbures a connu six transformations juridiques majeures représentées successivement par les lois : N° 86-14 du 19 août 1986, du 4 décembre 1991, N° 05-07 du 28 avril 2005 modifiée et complétée par l'ordonnance 6-10 du 29 juillet 2006 et amendée par la loi 24 février 2013 et enfin la dernière loi N° 19-13 du 11 décembre 2019. Ces

Chapitre II : Les dispositions fiscales des récentes lois sur les hydrocarbures (N°05-07 et N°19-13)

changements significatifs aux dispositions fiscales par rapport à l'ancienne législation visent à encourager l'investissement, à promouvoir la transparence fiscale, à soutenir le développement économique local et à renforcer la protection de l'environnement dans le secteur des hydrocarbures. Ces mesures sont essentielles pour assurer une exploitation durable et responsable des ressources pétrolières et gazières, tout en maximisant les avantages économiques pour le pays.

***Chapitre III : Étude
comparative de l'impact et
du rendement de la fiscalité
pétrolière entre l'ancienne
et la nouvelle loi sur les
hydrocarbures***

Introduction

La première section de ce chapitre est consacrée à une description succincte de l'entreprise SONATRACH. La seconde section est réalisée à travers un cas pratique afin de mieux comprendre les changements et les impacts de la nouvelle législation sur la taxation du secteur pétrolier, sur laquelle notre étude a porté lors de notre stage. C'est pourquoi cette station sera présentée avec davantage de détails.

Nous examinerons attentivement les dispositions fiscales clés de l'ancienne législation par rapport à la nouvelle sur les hydrocarbures. Nous nous pencherons sur les taux d'imposition, les mécanismes de calcul des impôts, les déductions fiscales, les obligations environnementales et d'autres éléments pertinents liés à la fiscalité pétrolière.

Nous terminerons par une analyse comparative de la fiscalité pétrolière avant et après l'entrée en vigueur de la nouvelle loi sur les hydrocarbures. En nous basant sur un cas pratique, nous chercherons à évaluer les effets de la nouvelle législation sur les revenus fiscaux, l'attractivité des investissements et les incitations pour le développement durable du secteur pétrolier en Algérie.

Section 1 : Présentation du groupe SONATRACH et de la Direction commercialisation

Nous examinerons les principaux aspects liés à sa création, ses missions, ses objectifs, ses activités principales, son rôle et son organisation. Ensuite, nous aborderons plus en détail l'activité essentielle du département sur lequel nous avons effectué notre étude de cas.

1. Présentation de SONATRACH

La Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation et la Commercialisation des Hydrocarbures (SONATRACH) est la compagnie nationale algérienne des hydrocarbures. C'est une Société Par Actions (SPA) créée par le décret N°63-491 le 31 décembre 1963. À l'origine, elle avait pour objectif d'exploiter certains gisements découverts quelques années auparavant par les français. Aujourd'hui, la petite société est devenue « Le Groupe SONATRACH ». Elle est considérée comme la principale compagnie d'hydrocarbures en Afrique et en Méditerranée. Elle joue un rôle clé dans le secteur pétrolier

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

et gazier en Algérie, qui est l'un des principaux producteurs et exportateurs mondiaux de ces ressources.

SONATRACH exerce des activités tout au long de la chaîne de valeur des hydrocarbures, de l'exploration et de la production à la transformation et à la commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés, que ce soit en Algérie ou dans d'autres régions du monde. La société est engagée dans la recherche de nouvelles réserves d'hydrocarbures, le développement de champs pétroliers et gaziers, la production de pétrole brut et de gaz naturel, ainsi que la transformation des hydrocarbures en produits raffinés et en gaz liquéfié.

En tant qu'acteur majeur de l'industrie pétrolière et gazière, SONATRACH possède et exploite des infrastructures essentielles, telles que des puits de forage, des usines de traitement, des raffineries, des gazoducs et des terminaux d'exportation. La société est également impliquée dans des partenariats internationaux avec d'autres compagnies pétrolières et gazières pour la réalisation de projets communs.

En matière de gouvernance, SONATRACH est une entreprise d'État, dont le capital est détenu par l'État algérien. Elle est dirigée par un conseil d'administration et est régie par des lois et des réglementations spécifiques au secteur des hydrocarbures en Algérie.

En résumé, SONATRACH joue un rôle majeur dans l'économie algérienne en tant que producteur, transformateur et exportateur d'hydrocarbures, contribuant ainsi aux revenus du pays et au développement du secteur pétrolier et gazier.

1.1. Aperçu historique sur la SONATRACH

SONATRACH occupe une position de leader mondial dans le domaine de l'énergie et est la plus importante entreprise pétrolière et gazière en Algérie et en Afrique. Elle est impliquée dans un large éventail d'activités, notamment l'exploration, la production, le transport par canalisations, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés. En plus de son rôle dans le secteur des hydrocarbures, SONATRACH est également active dans d'autres domaines tels que la production d'électricité, les énergies renouvelables et le dessalement de l'eau de mer. Ses activités s'étendent en Algérie ainsi qu'à l'échelle internationale, profitant des opportunités qui se présentent.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Cette compagnie a été créée le 31 décembre 1963 par le décret N°63-491 ; dont le but d'assurer le transport et la commercialisation des hydrocarbures liquides ou gazeux.

Le 22 septembre 1966, les statuts de SONATRACH ont été modifiés par le décret N° 66/292, et la société est devenue la Société Nationale pour la Recherche, la Production et la Transformation des Hydrocarbures.

Le 24 février 1971, la nationalisation a été étendue à tous les secteurs des hydrocarbures, ce qui a entraîné une restructuration et une réorganisation de SONATRACH en 1985. Depuis lors, SONATRACH s'est recentrée sur ses activités principales, qui comprennent les domaines suivants :

- **dans le domaine de l'amont**, SONATRACH est responsable de la recherche et du développement des gisements découverts, de l'amélioration du taux de récupération et de la mise à jour des réserves, ainsi que de l'exploitation et de la production des hydrocarbures.
- **Dans le domaine de l'aval**, SONATRACH est responsable de l'élaboration et de la mise en œuvre des politiques de développement et d'exploitation dans le secteur pétrolier et gazier. Ses principales missions consistent à exploiter les installations de liquéfaction du gaz naturel, la séparation des Gaz de Pétrole Liquéfié(GPL), le raffinage, la pétrochimie et la production de gaz industriel (notamment l'hélium et l'azote).
- **L'activité de transport** est assurée par la branche (TRC) au sein de SONATRACH, dont les missions principales consistent à assurer le transport des hydrocarbures par canalisation, ainsi que le développement, l'exploitation et la gestion de la maintenance de ces infrastructures.
- **La branche de la commercialisation** au sein de SONATRACH est responsable de la gestion des opérations de vente et d'expédition, en collaborant avec des filiales telles que NAFTAL pour la distribution des produits pétroliers. Son rôle est d'assurer le bon déroulement des activités de vente et de transport des produits, en veillant à la coordination et à la collaboration efficace avec les différentes entités concernées.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Les premières explorations des gisements en Algérie ont commencé vers la fin des années 1890, dans le bassin du Cheliff. Cependant, le premier gisement majeur n'a été découvert qu'en 1948 à OUED-GUETIRINI, près de SIDI AISSA, à environ 150 km d'Alger. Avant cela, deux puits de moindre importance avaient été découverts. Dans les années 1950, les travaux d'exploration se sont étendus au Sahara, avec la découverte de plusieurs gisements de pétrole et de gaz naturel. Ainsi, entre 1953 et 1957, les champs pétroliers D'EDJELAH, de HASSI MESSAOUD et de ZARZAITINE ont été découverts, ainsi que les champs de gaz de HASSI R'MEL et D'IN AMENAS.

La majorité des gisements d'huile et de gaz découverts à ce jour sont situés dans la partie Est de la plate-forme saharienne. De ce fait, construire une canalisation allant de HASSI MESSAOUD jusqu'à la côte algérienne était indispensable pour entamer l'exportation du pétrole en Europe.

1.2. L'évolution de la SONTARACH

La SONATRAH, la première entreprise du continent africain, occupe la 12ème place parmi les compagnies pétrolières mondiales. De plus, elle se positionne au 2ème rang en tant qu'exportateur de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) et de Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL), et au 3ème rang des exportateurs de gaz naturel dans le monde.

1.3. Les missions de la SONATRACH

Sa mission principale est de valoriser de manière optimale les ressources nationales en hydrocarbures et de créer des richesses au service du développement économique et social du pays. SONATRACH va au-delà de la simple exploitation des hydrocarbures.

Les missions de la SONATRACH sont les suivantes :

- elle vise à promouvoir le développement durable du secteur, l'exploitation et gestion des réseaux (de transport, de stockage et de chargement des hydrocarbures) ;
- prospection, recherche et exploitation des hydrocarbures ;
- liquéfaction du gaz naturel, traitement et valorisation des hydrocarbures gazeux ;
- optimiser la production, garantir la sécurité des opérations, préserver l'environnement et contribuer au développement socio-économique du pays ;

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

- développement d'activités conjointes en Algérie avec des sociétés étrangères, acquisition et détention de portefeuilles d'actions, prises de participation et autres valeurs mobilières dans des sociétés existantes ou à créer, en Algérie ou à l'étranger.
- approvisionnement à moyen et long terme du pays en hydrocarbures ;
- l'étude, la promotion et la valorisation de toutes formes d'énergie ;
- développement de toute activité ayant un lien direct ou indirect avec l'industrie des hydrocarbures et toute activité susceptible de susciter un intérêt.

En général, toute opération, quelle que soit sa nature, pouvant être indirectement liée à son objet social.

1.4. Le rôle de la SONATRACH

La SONATRACH est également responsable de la commercialisation des hydrocarbures, tant sur le marché national qu'à l'exportation. La société joue un rôle crucial dans la contribution aux revenus du gouvernement algérien grâce aux ventes de pétrole brut, de gaz naturel et de produits pétroliers. Dès sa création, elle a pour rôle tant en Algérie qu'à l'étranger :

- le développement, la gestion et le management des infrastructures de transport, de stockage et de chargement, ainsi que le marketing, la transformation et le raffinage ;
- la prospection, l'exploration et l'exploitation des ressources pétrolières et gazières ;
- la liquéfaction du gaz naturel, le traitement et la valorisation des hydrocarbures gazeux ;
- la mise en place de toutes formes d'activités (joint-ventures) tant sur le territoire algérien qu'à l'étranger, en collaboration avec des compagnies étrangères ;
- la fourniture constante d'hydrocarbures pour un usage domestique, ainsi que la recherche pour la promotion et la valorisation de toutes les formes d'énergie et de sources d'énergie ;
- le développement de toute activité directement ou indirectement liée à l'industrie des hydrocarbures.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

1.5. Les objectifs de la SONATRACH

Les principaux objectifs de SONATRACH sont limités à :

- assurer un contrôle permanent sur ses activités principales ;
- renforcer ses capacités technologiques et de gestion ;
- établir des partenariats authentiques et poursuivre une expansion internationale ;
- diversifier son portefeuille d'activités.

2. Présentation de la Direction commercialisation (COM)

L'activité Commercialisation de SONATRACH conserve jusqu'à présent le monopole de toutes les exportations en hydrocarbures. En revanche, bien que la filiale NAFTAL conserve la quasi-totalité du marché, la distribution nationale de carburant est ouverte aux investisseurs nationaux et internationaux comme la génération de l'électricité et la distribution de gaz et d'électricité.

L'activité Commercialisation est placée sous l'autorité d'un Vice - Président chargé de l'élaboration et de l'application des politiques et stratégies en matière de commercialisation extérieure et intérieure des hydrocarbures.

2.1. Les produits commercialisés par SONATRACH

Deux types de gisements sont mis en exploitation par SONATRACH, des gisements pétroliers et des gisements gaziers. Ces derniers deux types d'hydrocarbures sont produits et commercialisés par SONATRACH.

2.1.1. Les hydrocarbures liquides

On désigne par les hydrocarbures liquides :

- **le Pétrole Brut** issu des champs pétroliers, les quantités extraites de la majorité des champs du sud algérien sont collectées et centralisées à HAOUDH EL HAMRA pour obtenir la qualité de Pétrole Brut algérien appelée *Mélange Sahara Blend*. Une autre qualité est produite mais en faible quantité, c'est le ZARZAITINE, qui est produit vers les frontières ALGÉRO - LIBYENNE.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

- **Le condensat** produit dans les champs pétroliers et dans les champs gaziers humides.
- **Le Gaz Pétrole Liquéfié (GPL)** produit à une grande majorité dans les champs gaziers humides. Le GPL peut aussi être produit en petite quantité dans les champs pétroliers ou encore issu du raffinage du Pétrole Brut. Le GPL est ensuite traité dans des unités de séparation pour en ressortir du Butane et du Propane.
- **Les produits raffinés** issus des procédés de distillation atmosphérique de Pétrole Brut dans les raffineries d'Arzew, Alger et Skikda. Parmi les produits raffinés proposés, on trouve le GPL, les essences telles que l'essence sans plomb, l'essence super et l'essence normale, le *Naphta*, le *Kérosène* ou *Jet* (carburant pour avions), le *Gasoil*, le *Fuel Oil* (utilisation domestique), les *lubrifiants*, le *Fuel Oil lourd* (utilisé dans les navires et l'industrie), les *bitumes*, ainsi que d'autres composés Aromatiques tels que le *Benzène* et les *Xylènes*.

2.1.2. Les hydrocarbures gazeux

Issus des champs gaziers secs ou humides, le gaz naturel est commercialisé en deux états :

- **le Gaz Naturel (GN)** transporté par pipelines directement des champs d'exploitation, il est soit à destination du marché intérieur donc pour SONEGAS soit directement à l'exportation via les deux gazoducs intercontinentaux vers l'Espagne et l'Italie. Une autre partie est transportée vers les unités de liquéfaction.
- **Le Gaz Naturel Liquéfié (GNL)** pionnière mondiale dans ce domaine, la SONATRACH procède depuis près de 40 ans à la liquéfaction de Gaz Naturel dans ses unités de liquéfaction pour d'une part un gain de 600 fois en volume et d'autre part pour pouvoir le transporter et l'exporter à des destinations plus lointaines.

2.2. Les missions de la direction commercialisation (COM)

L'activité Commercialisation a pour missions essentielles :

- la sécurisation de ses marchés traditionnels et la consolidation de la position de l'entreprise dans son rôle d'exportateur capable de fournir la flexibilité requise à des conditions compétitives ;
- la garantie des débouchés rémunérateurs pour les quantités additionnelles d'hydrocarbures liquides et gazeux ;

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

- la participation à la génération d'une plus-value sur les segments internationaux de valorisation industrielle des ressources en hydrocarbures de SONATRACH ;
- le renforcement de la position du groupe sur le marché national par un pilotage stratégique adapté des filiales ;
- la formulation et la recommandation de la stratégie de commercialisation et de valorisation du pétrole brut, liquide de gaz naturel, gaz naturel liquéfié et de produits raffinés ;
- la conduite des négociations commerciales avec les partenaires étrangers et la prospection des marchés nouveaux en vue de la diversification et/ou la promotion des exportations et la recherche de la meilleure valorisation des produits exportés ;
- l'organisation d'une conférence annuelle de ses cadres pour débattre des questions présentant un intérêt majeur en rapport avec les missions de l'activité Commercialisation dont le thème et le contenu seront présentés lors de la conférence des cadres de SONATRACH ;
- le *reporting* à la Direction Générale.

2.3. L'organisation de la direction commercialisation

L'Activité Commercialisation, sous la direction d'un vice-président, est organisée en trois divisions opérationnelles et cinq directions fonctionnelles qui viennent en soutien logistique et administratif aux opérationnels. En plus de ces organes, d'autres structures sont rattachées directement au vice-président telles que une direction finance, un coordonnateur, un conseiller juridique, un conseiller prospective et stratégie, un assistant sûreté interne, un assistant HSE et une cellule d'audit. L'organisation de l'activité comprend également une Direction Risk Management qui gère l'ensemble des risques inhérent aux opérations de commercialisation (risque prix, ...).

2.4. Présentation de la direction finances

La direction finances de SONATRACH est l'un des piliers essentiels de cette société. Elle joue un rôle crucial dans la gestion financière de l'entreprise et contribue à son succès global. La direction Finances est dirigée par un directeur des finances ou un directeur financier, qui est généralement un cadre supérieur ayant une expertise approfondie en finances et en gestion. Le directeur des finances travaille en étroite collaboration avec d'autres

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

départements clés de SONATRACH, tels que la direction générale, les opérations, les achats et les ressources humaines, pour s'assurer que les décisions financières sont alignées sur les objectifs stratégiques de l'entreprise.

Parmi les responsabilités spécifiques de la direction Finances, on trouve la préparation des états financiers, y compris le bilan, le compte de résultat et le tableau des flux de trésorerie, ainsi que la communication des performances financières de l'entreprise aux parties prenantes internes et externes. Elle est également chargée de la gestion des liquidités et des investissements, en optimisant l'allocation des ressources financières de SONATRACH pour maximiser les rendements tout en minimisant les risques.

En outre, la direction Finances de SONATRACH est attentive à la conformité réglementaire et aux normes comptables internationales. Elle veille à ce que toutes les activités financières de l'entreprise respectent les lois, règlements et principes comptables en vigueur, ce qui garantit la transparence et la fiabilité des informations financières.

2.4.1. Les missions de la direction des finances

Au cours de notre stage au sein de la SONATRACH, nous avons constaté que la société dispose des outils de gestion selon la nature de l'activité occupée par le département. Concernant la direction des Finances, nous avons trouvé :

La Direction trésorerie travaille avec L'Entreprise Ressource Planning (**ERP**) « *KTP* » *Kondor Trade Processing*. C'est la plateforme qui assure le partage de l'information entre les différents départements de la direction. C'est ainsi qu'elle assure une remontée d'informations convenables au vice-président des Finances, grâce aux indicateurs implantés dans l'ERP qui s'affichent sur son tableau de bord.

La Direction fiscalité, comme c'est une direction récente (démarrée au mois de février 2023 sur le plan légal), elle ne dispose que d'Excel comme outil de saisie et un accès à l'espace de télé déclaration et de télépaiement en ligne en matière fiscale (la plateforme *Jibayatic*). Elle ne dispose pas d'un ERP propre à ses activités malgré les tâches qui lui sont confiées.

Les deux sous directions de comptabilité travaillent avec le l'ERP « *C-gifra* » développée par le personnel de SONATRACH par la Direction des Système d'Information

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

(DSI). Regroupe toutes les opérations comptables en termes d'utilisation et de stockage pour la DCP /Fin.

A noter que le vice-président des finances a opté pour un nouveau ERP appelé *System Applications and Product (SAP)* qui va remplacer l'ensemble des logiciels implantés au niveau de sa direction. Cet ERP assure une collaboration plus entre les processus de la DCP/Fin et une meilleure maîtrise lors de leur gestion.

L'étendue du SAP s'étale par la suite vers les autres directions de sièges selon la stratégie fixée par le conseil d'administration de Groupe SONATRACH.

Section 2 : Analyse de l'impact des nouvelles dispositions fiscales de la loi N°19-13 sur la rentabilité des projets pétrolier et le rendement des impôts

Dans cette partie, nous allons proposer une simulation pour un projet pétrolier type recherche, exploration et production, dans le cadre de contrat de partage production établi pour un gisement récemment découvert. Pour étudier l'impact de la fiscalité pétrolière sur l'attractivité des investisseurs étrangers, nous avons dans un premier temps retenu la méthodologie suivante : nous devons comparer le profit net réalisé par les associés après le paiement de la fiscalité pétrolière calculé en vertu de deux lois sur les hydrocarbures à savoir la loi N° 05-07 du 28 avril modifiée et complétée en 2005, et la nouvelle loi N°19-13 du 11 décembre 2019. Dans un deuxième temps, nous comparons et interprétons les résultats obtenus selon ces deux lois.

Pour cette étude, nous avons utilisé les mêmes données, en examinant la forme du contrat, le périmètre de développement et la durée du contrat chaque fois que les deux lois ont été appliquées pour bien comprendre l'importance de l'instrument fiscal.

Il est à noter que le calcul de la fiscalité effectué sur la base des données communiquées par la structure n'est qu'un exercice compte tenu de la confidentialité des contrats d'hydrocarbures.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

1. Les données relatives au cas du projet pétrolier étudié

L'investissement dans l'amont pétrolier, au sens de la loi relative aux hydrocarbures, passe par les activités de prospection, de recherche, d'appréciation, de développement et d'exploitation des hydrocarbures. Ces activités seront suivies par les activités aval à savoir le transport par canalisation, le raffinage et pétrochimie, et la commercialisation des hydrocarbures. Dans cette partie nous nous intéressons à la fiscalité pétrolière qui s'applique l'activité amont uniquement en évoquant les types et répartition des coûts d'investissements, ainsi les impôts et taxes payées prévues dans le cadre du contrat de participation entre SONATRACH et un associé étranger.

Avant de passer à la présentation des résultats de nos calculs, nous rappelons les données de base, concernant le projet retenu, tel qu'on peut le voir sur le tableau N° 7 ci-après.

Tableau 8 : Les données de base d'un contrat de partage de production

Clause contractuelle	Description
Parties aux contrats	SONATRACH (taux de participation 51%). Partenaire étranger (taux de participation 49%).
Type de contrat	Contrat de partage production pour la recherche, exploration et l'exploitation des hydrocarbures
Associé (partenaire)	TOTAL
Date de signature du Contrat	21/01/2022
Déclaration de commercialité	25/10/2023
Période de contrat	32 ans
Période de recherche	7 ans
Notification d'ALNAFT pour le POD	01/09/2028
Période de développement	4ans
Date de mise en production	01/01/2033
Fin de contrat	21/01/2053
La superficie du périmètre d'exploration	1200 km ²
La superficie du périmètre d'exploitation	250 km ²
Gisement	GAZ à Hassi Messaoud
Prix du baril	70 USD/Bbl
Taux d'actualisation	10%
Zone fiscale	La zone B (selon les exigences de la loi 05-07)
Monnaie	Dollars (USD)
Taux de change	1 USD = 135 DZD

Source : Établi par nos soins à partir des données fournies par la SONATRACH.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Les données du tableau N°8 comprennent les informations suivantes :

- **le type de contrat** il s'agit d'un contrat de partage production, qui implique le financement de coût initial de projet par l'associé uniquement dans la phase de recherche. Après la découverte d'un gisement commercialisable, l'associé peut rembourser son investissement à travers des déductions prévues par la loi tout au long de la période de l'exploitation.
- **La date de signature du contrat**, le contrat a été signé le 21 janvier 2022, marquant le début de la collaboration entre SONATRACH et TOTAL pour ce projet spécifique.
- **La déclaration de commercialité** a été faite le 25 octobre 2023, ce qui signifie que le gisement a été évalué comme économiquement rentable pour une exploitation commerciale.
- **La période de contrat**, la durée totale du contrat est de 32 ans, ce qui comprend la période de recherche, de développement et d'exploitation du gisement.
- **La période de recherche** s'étend sur 7 ans, pendant lesquels des activités d'exploration et d'évaluation ont lieu pour déterminer le potentiel et la viabilité du gisement.
- **La notification d'ALNAFT pour le POD**, ALNAFT a notifié le *Plan Of Developement* (POD) le 1er septembre 2028, ce qui marque l'étape de planification du développement du gisement.
- **La période de développement** du projet est prévue pour durer 4 ans, pendant lesquels les infrastructures nécessaires pour l'exploitation du gisement seront mises en place.
- **La date de mise en production**, la production commerciale du gisement va commencer le 1er janvier 2033, marquant le début de l'exploitation effective des hydrocarbures.
- **La fin de contrat** prendra fin le 21 janvier 2053, indiquant la période prévue pour l'exploitation du gisement avant la clôture du contrat.
- **La superficie du périmètre d'exploration**, le périmètre d'exploration couvre une superficie de 1200 km², où les activités de recherche ont été menées pour évaluer le potentiel du gisement.
- **La superficie du périmètre d'exploitation**, le périmètre d'exploitation s'étend sur une superficie de 250 km², où les opérations d'extraction des hydrocarbures ont lieu.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

- **Le gisement**, le nom du gisement est ÀGAZ, représentant la ressource hydrocarbonée spécifique exploitée dans le cadre de ce contrat.
- **Le prix du baril** à la vente varie selon la destination (marché national, exportation, raffinage ou autoconsommation). Les prix sont notifiés mensuellement par ALNAFT, pour les besoins de notre cas, ce prix est fixé à 70 USD/Bbl, ce qui représente le montant utilisé pour évaluer la valeur des hydrocarbures extraits et vendus.
- **Le taux d'actualisation**, selon les données stipulées par les structures de SONATRACH (Direction Finances) est de 10%.
- **La zone fiscale**, selon notre cas le projet est située dans la zone fiscale B, conformément aux exigences de la loi N° 05-07. Les réglementations fiscales et les taux d'imposition peuvent varier en fonction de la zone fiscale dans laquelle le projet est situé.
- **Le taux de change** il est de 135 DZD communiqué par circulaire interne à la SONATRACH qui détermine des taux de change mensuels à la vente du Dollar Américain par rapport au Dinar Algérien publiés par la banque d'Algérie. Ce taux est déterminé sur la base d'une moyenne arithmétique du mois.

2. Les investissements engendrés par ce projet

Nous présentons successivement les données concernant les investissements de recherche, d'exploration et de développement, les coûts opératoires et le profil des hydrocarbures.

2.1. Les CAPEX

Les CAPEX comprennent d'un côté les investissements de recherche liés aux études préliminaires pour la recherche et l'exploration des hydrocarbures. Ils couvrent les activités de géologie de terrain, d'acquisition et de traitement sismique et forages d'exploration et de délinéation afin d'évaluer les réserves du sous-sol. Ils contiennent également les investissements de développement qui interviennent dans le développement des réserves. Ce sont les montants des forages de développement, des installations de surface et des canalisations.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Tableau 9 : Coûts d'investissements CAPEX en \$

Années	Phases	Montant des Investissements de Recherche	Montant des Investissements de Développement	Montant des Investissements d'Exploitation
21/01/2022	Recherche			
21/01/2023	Recherche	4 000 000,00		
21/01/2024	Recherche	12 000 000,00		
21/01/2025	Recherche	20 000 000,00		
21/01/2026	Exploration	12 000 000,00		
21/01/2027	Exploration	4 000 000,00		
21/01/2028	Exploration	1 000 000,00		
21/01/2029	Développement		50 000 000,00	
21/01/2030	Développement		130 000 000,00	
21/01/2031	Développement		150 000 000,00	
21/01/2032	Développement		120 000 000,00	
21/01/2033	Exploitation (production)		160 000,00	
21/01/2034	Exploitation (production)			
21/01/2035	Exploitation (production)			
21/01/2036	Exploitation (production)			9 600 000,00
21/01/2037	Exploitation (production)			
21/01/2038	Exploitation (production)			
21/01/2039	Exploitation (production)			
21/01/2040	Exploitation (production)			10 800 000,00
21/01/2041	Exploitation (production)			12 000 000,00
21/01/2042	Exploitation (production)			
21/01/2043	Exploitation (production)			
21/01/2044	Exploitation (production)			
21/01/2045	Exploitation (production)			13 200 000,00
21/01/2046	Exploitation (production)			
21/01/2047	Exploitation (production)			
21/01/2048	Exploitation (production)			
21/01/2049	Exploitation (production)			14 400 000,00
21/01/2050	Exploitation (production)			
21/01/2051	Exploitation (production)			
21/01/2052	Exploitation (production)			
21/01/2053	Exploitation (production)			
La somme en \$		53 000 000,00	450 160 000,00	60 000 000,00
		563 160 000,00		

Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction Finances.

Le tableau ci-dessus représente les dépenses correspondent aux charges liées à la recherche d'hydrocarbures sur le périmètre de Hassi Messaoud. Durant la phase de recherche, les dépenses incluent toutes les charges réalisées depuis l'obtention des permis jusqu'à la déclaration de commercialité de gisements ou d'abandon (la non commercialité de gisement implique un rendu de permis). Ces dépenses sont à hauteur de 563 160 000,00 \$. Pour les besoins de notre étude, nous admettons que ces dernières sont fixées, pour les considérations de calcul dans les deux lois.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

2.2. Les coûts opératoires OPEX

Les coûts opératoires sont des coûts liés à la production. Ils couvrent les frais de personnel et de la maintenance des installations et équipements.

Tableau 10: Coûts opératoires OPEX en \$

Années	Phases	OPEX
21/01/2022	Recherche	-
21/01/2023	Recherche	-
21/01/2024	Recherche	-
21/01/2025	Recherche	-
21/01/2026	Exploration	-
21/01/2027	Exploration	-
21/01/2028	Exploration	-
21/01/2029	Développement	-
21/01/2030	Développement	-
21/01/2031	Développement	-
21/01/2032	Développement	-
21/01/2033	Exploitation (production)	15 000 000,00
21/01/2034	Exploitation (production)	19 000 000,00
21/01/2035	Exploitation (production)	20 000 000,00
21/01/2036	Exploitation (production)	20 000 000,00
21/01/2037	Exploitation (production)	20 000 000,00
21/01/2038	Exploitation (production)	20 000 000,00
21/01/2039	Exploitation (production)	20 000 000,00
21/01/2040	Exploitation (production)	20 000 000,00
21/01/2041	Exploitation (production)	20 000 000,00
21/01/2042	Exploitation (production)	20 000 000,00
21/01/2043	Exploitation (production)	20 000 000,00
21/01/2044	Exploitation (production)	20 000 000,00
21/01/2045	Exploitation (production)	20 000 000,00
21/01/2046	Exploitation (production)	20 000 000,00
21/01/2047	Exploitation (production)	20 000 000,00
21/01/2048	Exploitation (production)	20 000 000,00
21/01/2049	Exploitation (production)	20 000 000,00
21/01/2050	Exploitation (production)	20 000 000,00
21/01/2051	Exploitation (production)	20 000 000,00
21/01/2052	Exploitation (production)	20 000 000,00
21/01/2053	Exploitation (production)	20 000 000,00
		414 000 000,00

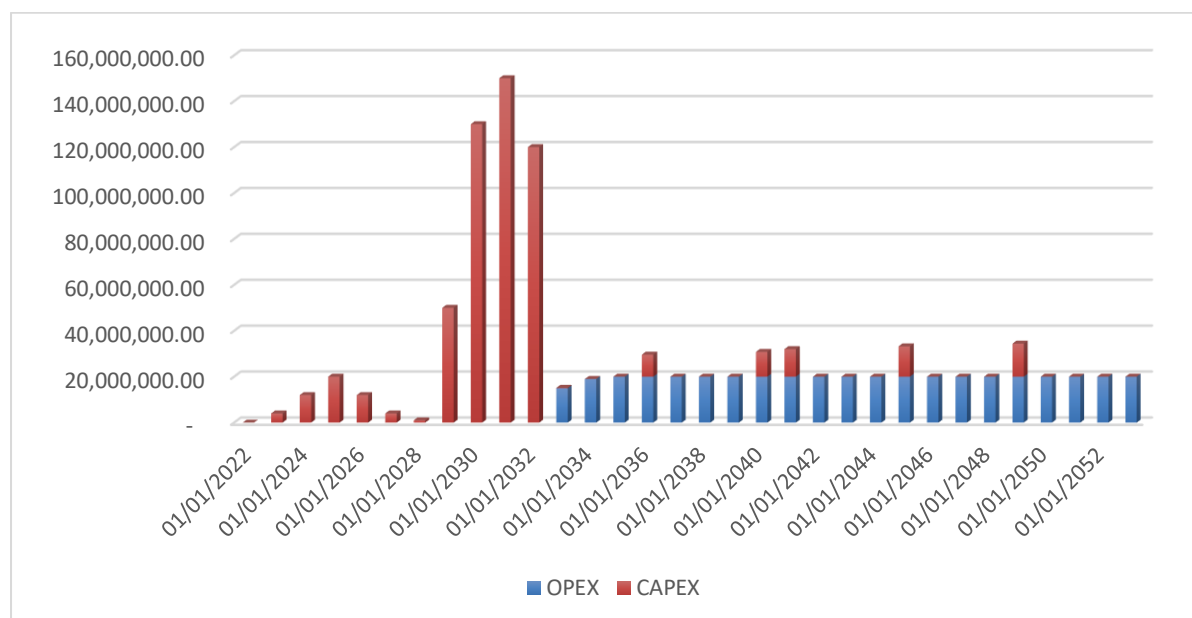
Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction Finances.

Le tableau ci-dessus représente les montants d'exploitation (production) de gisement durant la période 2033 jusqu'à 2053 dont l'estimation est de 414 M\$.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

On représente ci-dessous un graphique des résultats du montant des CAPEX et OPEX durant la période 2022 jusqu'à la fin du projet 2053.

Figure 7: Présentation des CAPEX et OPEX



Source : Établie par nos soins à partir des données de la direction Finances.

Les investissements de recherche et développement (CAPEX) sont les premiers investissements qui s'étalent principalement sur la période 2022 - 2032, ils atteignent leur seuil maximal de 150 M\$ en 2031, tandis que les investissements d'exploitation s'étalent durant la période 2033 - 2053. Pour les OPEX, ils débutent en 2033 (année du début de production) et se terminent en 2053 (fin de la production). Ils atteignent leur seuil maximal de 20 M\$ sur la période 2033-2053. Nous pouvons constater que les montants des (CAPEX) sont plus importants que ceux des (OPEX), autrement dit qu'un projet pétrolier est un investissement capitalistique qui engendre des coûts opératoires pour sa mise en fonction.

2.3. La valeur de la production

Ce sont les quantités (le volume calculé par les géologues) extraites des gisements d'hydrocarbures multiplié par le prix du baril. Comme c'est indiqué dans la partie théorique, cette production annuelle dépend des installations de surface d'hydrocarbures et de la durée de vie du gisement. Cette valeur est déterminée comme suit :

$$VP = \text{Quantité} \times \text{Prix du baril}$$

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Le tableau ci-après illustre l'interprétation en chiffres de cette formule.

Tableau 11 : La production annuelle et la VP en \$

Années	Phases	Production journalière	Production annuelle	Prix de baril (\$)	(Prix de baril (\$) - Transport)	VP (\$)	VP(\$) (- Transport)
2022	Recherche						-
2023	Recherche						-
2024	Recherche						-
2025	Recherche						-
2026	Exploration						-
2027	Exploration						-
2028	Exploration						-
2029	Développement						-
2030	Développement						-
2031	Développement						-
2032	Développement						-
2033	Exploitation (production)	4 000,00	1 460 000,00	70,00	69,00	102 200 000,00	100 740 000,00
2034	Exploitation (production)	8 904,00	3 249 960,00	70,00	69,00	227 497 200,00	224 247 240,00
2035	Exploitation (production)	9 589,00	3 499 985,00	70,00	69,00	244 998 950,00	241 498 965,00
2036	Exploitation (production)	9 452,00	3 449 980,00	70,00	69,00	241 498 600,00	238 048 620,00
2037	Exploitation (production)	9 644,00	3 520 060,00	70,00	69,00	246 404 200,00	242 884 140,00
2038	Exploitation (production)	9 425,00	3 440 125,00	70,00	69,00	240 808 750,00	237 368 625,00
2039	Exploitation (production)	8 548,00	3 120 020,00	70,00	69,00	218 401 400,00	215 281 380,00
2040	Exploitation (production)	7 918,00	2 890 070,00	70,00	69,00	202 304 900,00	199 414 830,00
2041	Exploitation (production)	7 397,00	2 699 905,00	70,00	69,00	188 993 350,00	186 293 445,00
2042	Exploitation (production)	6 301,00	2 299 865,00	70,00	69,00	160 990 550,00	158 690 685,00
2043	Exploitation (production)	5 789,00	2 112 985,00	70,00	69,00	147 908 950,00	145 795 965,00
2044	Exploitation (production)	5 504,00	2 008 960,00	70,00	69,00	140 627 200,00	138 618 240,00
2045	Exploitation (production)	5 260,00	1 919 900,00	70,00	69,00	134 393 000,00	132 473 100,00
2046	Exploitation (production)	5 205,00	1 899 825,00	70,00	69,00	132 987 750,00	131 087 925,00
2047	Exploitation (production)	4 800,00	1 752 000,00	70,00	69,00	122 640 000,00	120 888 000,00
2048	Exploitation (production)	4 400,00	1 606 000,00	70,00	69,00	112 420 000,00	110 814 000,00
2049	Exploitation (production)	4 000,00	1 460 000,00	70,00	69,00	102 200 000,00	100 740 000,00
2050	Exploitation (production)	3 600,00	1 314 000,00	70,00	69,00	91 980 000,00	90 666 000,00
2051	Exploitation (production)	3 600,00	1 314 000,00	70,00	69,00	91 980 000,00	90 666 000,00
2052	Exploitation (production)	3 400,00	1 241 000,00	70,00	69,00	86 870 000,00	85 629 000,00
2053	Exploitation (production)	1 600,00	584 000,00	70,00	69,00	40 880 000,00	40 296 000,00
Totaux		128 336,00	46 842 640,00			3 278 984 800,00	3 232 142 160,00

Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction Finance.

Ce tableau ci-dessus, nous présente la production valorisée sur la base de la production annuelle et le coût unitaire de baril. Nous constatons que cette production croît entre 2033 - 2037, puis elle décroît à partir de 2038 jusqu'à la fin de projet. Elle se stabilise durant la

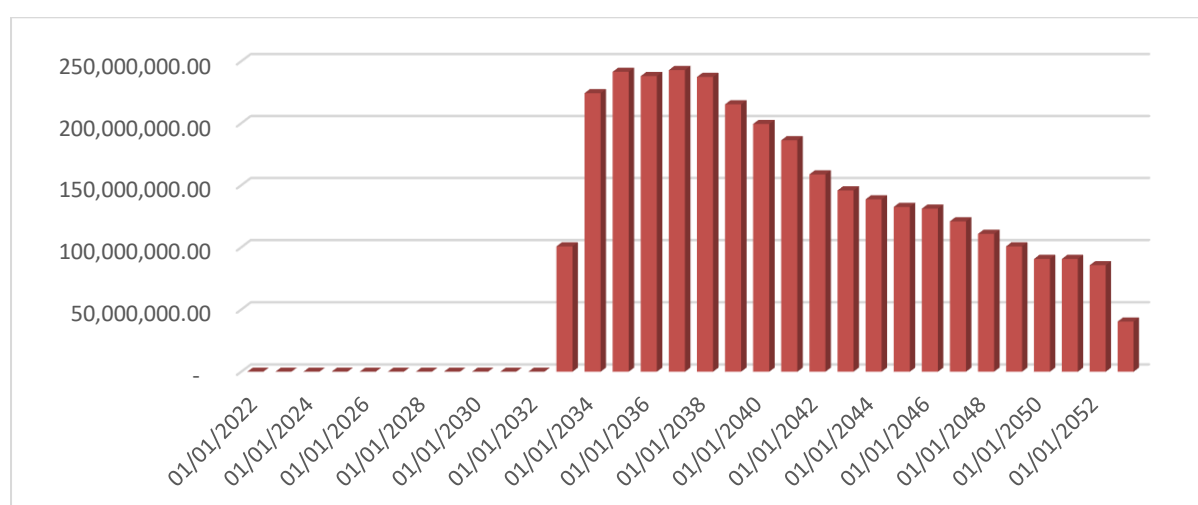
Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

période 2050 - 2051. Toutes ces quantités sont converties en Dollar avec un prix fixe du baril de 70 \$ (nous admettons qu'il est fixe durant toute la période de projet).

Pour les besoins de notre étude, le tarif de transport n'est pas encore déduit du prix de baril, la déduction de coût globale de transport sera faite dans le prochain point.

On représente ci-dessous un graphique des résultats du montant de la valeur de la production annuelle durant la période 2022 jusqu'à la fin du projet 2053.

Figure 8 : Valeur de la production annuelle (VP en \$)



Source : Établie par nos soins à partir des données de la direction Finances.

La figure N°08 traduit l'évolution de la valeur de la production annuelle, celle-ci débutera en 2033 et atteindra le seuil maximal d'environ 250 M\$ en 2037. Elle s'achèvera en 2053 une baisse consécutive de la production fournie par le gisement, ce qui s'explique par l'épuisement progressif des quantités d'hydrocarbures (dans notre cas le gaz) dans les sous-sols (car il s'agit d'une énergie non renouvelable).

2.4. Le calcul des autres dépenses liés au projet

Nous avons calculé les différents coûts liés au projet comme le coût de formation, le coût d'achat du gaz, le coût de transport et la redevance d'eau.

2.4.1. Le coût de formation

Il s'agit de frais de formation des ressources humaines nationales qui peuvent être, de manière raisonnable, rattachés directement aux activités relatives aux périmètres en relation

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

avec l'exécution des opérations relevant du contrat entre SONATRACH, TOTAL et ALNAFT, que cette formation soit disponible en Algérie ou à l'étranger. Le montant détaillant cette dépense est présenté prochainement.

2.4.2. Le calcul du coût d'achat du gaz

Pour obtenir le 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. Nous considérons que le projet ne fait pas appel aux techniques de la récupération assistée à savoir la récupération par gaz. Les informations complémentaires sur ce montant sont dans le prochain point.

2.4.3. Le coût de transport

Il s'agit des coûts des quantités transportées par pipes ou citernes aux différents ports du territoire, il est fixé par l'activité de transport par canalisation en collaboration avec les autres structures de SONATRACH.

Dans notre cas, pour 1\$/baril, le coût de transport est déterminé par la formule suivante :

$$\text{Coût de Transport} = \text{Tarif de Transport} \times \text{Quantité Annuelle}$$

L'ensemble des rubriques qui représentent les dépenses sont indiquées sur le tableau ci-après. Les chiffres calculés annuellement sont également illustrés dans le tableau N°12. La lecture de ces tableaux montre que les dépenses engagées dans le cadre de la loi N° 19-13 sont identiques au montant des rubriques de dépenses dans le cadre de la loi N° 05-07. Pour le montant total d'autres dépenses (coût de formation, coût d'achat et gaz et le coût d'abandon les montant détaillant de ses dépenses sont présenté prochainement) et tous ces éléments influents sur les dépenses totales sont liées au projet.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Tableau 12 : Montant de coût de transport en \$

Coût de transport				
Années	Tarif de transport	Production journalière	Production annuelle	Montant de transport
21/01/2022	1,00	-	-	-
21/01/2023	1,00	-	-	-
21/01/2024	1,00	-	-	-
21/01/2025	1,00	-	-	-
21/01/2026	1,00	-	-	-
21/01/2027	1,00	-	-	-
21/01/2028	1,00	-	-	-
21/01/2029	1,00	-	-	-
21/01/2030	1,00	-	-	-
21/01/2031	1,00	-	-	-
21/01/2032	1,00	-	-	-
21/01/2034	1,00	4 000,00	1 440 000,00	1 440 000,00
21/01/2035	1,00	8 904,00	3 205 440,00	3 205 440,00
21/01/2036	1,00	9 589,00	3 452 040,00	3 452 040,00
21/01/2037	1,00	9 452,00	3 402 720,00	3 402 720,00
21/01/2038	1,00	9 644,00	3 471 840,00	3 471 840,00
21/01/2039	1,00	9 425,00	3 393 000,00	3 393 000,00
21/01/2040	1,00	8 548,00	3 077 280,00	3 077 280,00
21/01/2041	1,00	7 918,00	2 850 480,00	2 850 480,00
21/01/2042	1,00	7 397,00	2 662 920,00	2 662 920,00
21/01/2043	1,00	6 301,00	2 268 360,00	2 268 360,00
21/01/2044	1,00	5 789,00	2 084 040,00	2 084 040,00
21/01/2045	1,00	5 504,00	1 981 440,00	1 981 440,00
21/01/2046	1,00	5 260,00	1 893 600,00	1 893 600,00
21/01/2047	1,00	5 205,00	1 873 800,00	1 873 800,00
21/01/2048	1,00	4 800,00	1 728 000,00	1 728 000,00
21/01/2049	1,00	4 400,00	1 584 000,00	1 584 000,00
21/01/2050	1,00	4 000,00	1 440 000,00	1 440 000,00
21/01/2051	1,00	3 600,00	1 296 000,00	1 296 000,00
21/01/2052	1,00	3 600,00	1 296 000,00	1 296 000,00
21/01/2053	1,00	3 400,00	1 224 000,00	1 224 000,00
22/01/2053	1,00	1 600,00	576 000,00	576 000,00
Total		128 336,00	46 200 960,00	46 200 960,00

Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction Finances.

2.4.4. La redevance d'eau

L'utilisation de l'eau pour les opérations en hydrocarbures est réglementée, elle s'effectue en vertu d'une autorisation ou d'une concession auprès de l'autorité habilitée. Par la nature de l'opération, les quantités d'eau utilisées sont importantes, pour cela, le législateur

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

a spécifié un tarif pour chaque quantité consommée. Nous prenons dans notre cas les quantités mensuelles suivantes :

$$\text{Taxe sur injection d'eau} = 130 \text{ DA par m}^3 \times \text{m}^3 \text{ d'eau utilisé}$$

D'après le tableau ci-dessous les redevances liées à la gestion quantitative de l'eau ont pour assiette les volumes d'eau prélevés :

Tableau 13 : Les montants de la redevance d'eau

Redevance d'eau				
Année	Tarif en m ³	Le volume utilisé	Coût en DA	Coût en \$
21/01/2022	80,00	-	-	-
21/01/2023	80,00	-	-	-
21/01/2024	80,00	-	-	-
21/01/2025	80,00	-	-	-
21/01/2026	130,00	-	-	-
21/01/2027	130,00	-	-	-
21/01/2028	130,00	-	-	-
21/01/2029	130,00	-	-	-
21/01/2030	130,00	-	-	-
21/01/2031	130,00	-	-	-
21/01/2032	130,00	-	-	-
21/01/2033	130,00	-	-	-
21/01/2034	130,00	-	-	-
21/01/2035	130,00	-	-	-
21/01/2036	130,00	-	-	-
21/01/2037	130,00	-	-	-
21/01/2038	130,00	550 400,00	71 552 000,00	530 014,81
21/01/2039	130,00	499 200,00	64 896 000,00	480 711,11
21/01/2040	130,00	462 400,00	60 112 000,00	445 274,07
21/01/2041	130,00	432 000,00	56 160 000,00	416 000,00
21/01/2042	130,00	368 000,00	47 840 000,00	354 370,37
21/01/2043	130,00	338 080,00	43 950 400,00	325 558,52
21/01/2044	130,00	321 440,00	41 787 200,00	309 534,81
21/01/2045	130,00	307 200,00	39 936 000,00	295 822,22
21/01/2046	130,00	304 000,00	39 520 000,00	292 740,74
21/01/2047	130,00	280 320,00	36 441 600,00	269 937,78
21/01/2048	130,00	256 960,00	33 404 800,00	247 442,96
21/01/2049	130,00	233 600,00	30 368 000,00	224 948,15
21/01/2050	130,00	210 240,00	27 331 200,00	202 453,33
21/01/2051	130,00	210 240,00	27 331 200,00	202 453,33
21/01/2052	130,00	198 560,00	25 812 800,00	191 205,93
21/01/2053	130,00	93 440,00	12 147 200,00	89 979,26
Totaux	3 960,00	5 066 080,00	658 590 400,00	4 878 447,41

Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction Finances.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Le tableau N°13 présente les coûts de la redevance d'eau sur la base du tarif en m³ et le volume utilisé. Aucun volume d'eau n'est utilisé dans la période de recherche (aucune taxe n'est payée) ; en revanche, dès le début d'exploitation de gisement, des quantités importantes sont consommées et ils font l'objet de paiement d'une redevance d'eau. Cela souligne la place de l'eau dans la production d'hydrocarbures.

La production d'hydrocarbures a commencé depuis 2033 et elle décroît jusqu'à la fin du projet. Quand la pression du gisement pétrolier se révèle insuffisante pour que l'hydrocarbure parvienne en surface en quantités suffisantes, on utilise la méthode d'injection d'eau comme il est constaté depuis 2038 jusqu'à l'épuisement total des hydrocarbures.

3. Le calcul des montants des taxes et impôts

Nous allons nous baser sur le calcul des quatre principales taxes et impôts selon les deux lois à savoir la loi N° 05-07 (taxe superficielle, redevance, TRP, ICR) et la loi N° 19-13 (taxe superficielle, redevance, IRH, IR). Car ils représentent des mécanismes clés pour gérer et réglementer l'exploitation des ressources pétrolières et gazières comme ils servent à optimiser les bénéfices pour l'État et à assurer une répartition équitable des revenus liés à ces ressources précieuses. En parallèle nous allons effectuer une comparaison afin de définir laquelle permet des revenus plus importants.

3.1. Analyse détaillée des résultats obtenus relatifs à la fiscalité pétrolière

Nous nous concentrons sur l'aspect fiscal afin de déterminer l'impact des taxes pétrolières sur l'attractivité des investisseurs.

3.1.1. Taxe superficielle

La taxe superficielle est une taxe domaniale non déductible déclarée et payée annuellement par l'opérateur au nom de cocontractant au trésor public (acquittée auprès de la Direction des Grandes Entreprises DGE) pendant la durée du contrat d'hydrocarbures, à compter de son entrée en vigueur.

Cette taxe est due au titre de chaque périmètre de domaine minier objet d'un contrat (partage production pour la recherche, exploration et exploitation des hydrocarbures). Cette taxe est calculée sur la base de la superficie du périmètre à la date d'échéance de chaque paiement.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Il faut tenir compte dans le calcul de cette taxe du cas de **rendu de surface**. Comme indiqué dans la partie théorique, les parties contractantes à savoir SONATRACH et TOTAL ne peuvent pas conserver la totalité de la superficie que durant un laps du temps, le renouvellement des périodes (exploration, développement et exploitation) est habituellement accompagné d'une réduction de la zone contractuelle. Ce rendu est obligatoire au sens de la loi et qui peut atteindre 60% de la superficie initiale.

Il est à noter que le passage de la première phase à la deuxième phase ainsi que de la deuxième phase à la troisième phase, dans chaque période, apparaît dans cet échéancier à travers un rendu de surface de 51% et de 57,49% respectivement.

– 1^{er} rendu de surface : $1200 - 588 = 612 \text{ Km}^2$

A noter que la superficie restante représente 49% de la superficie initiale, c'est sur la base de cette surface que le 2^{ème} rendu sera calculé.

– 2^{ème} rendu de surface : $588 - 250 = 338 \text{ Km}^2$

A noter que la superficie restante représente 42,51% de la superficie précédente, cette superficie reste constante durant toute la période d'exploitation. Le 2^{ème} rendu de surface est de 57,49%.

a. Détermination du montant de la taxe selon la loi N° 05-07

Cette taxe est déterminée selon :

- la zone dans le domaine minier (dans notre cas le gisement se situe dans la zone B) ;
- la période contractuelle (dans notre cas 32 ans) ;
- et la surface du périmètre contractuel (elle varie selon la phase de projet pétrolier) multiplié par le prix unitaire indexé par kilomètre carré (prévu dans la loi).

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Tableau 14 : Détermination du montant de la taxe superficielle selon la loi N°05-07

Taxe superficielle au sens de la loi N° 05-07					
Phases de projet	Recherche	Exploration	Développement	Exploitation	SOMME
Années	1 à 4	5 à 7	8 à 11	12 à 33	//
Zone B (DA/Km²)	4 800	8 000	12 000	24 000	48 800
Superficie Km²	1200	588	588	250	2 626
Taxes en (DA)	5 760 000,00	4 704 000,00	7 056 000,00	6 000 000,00	57 120 006,00
Le cumul	23 040 000,00	14 112 000,00	28 224 000,00	126 000 000,00	191 376 000,00
Taxes en Dollar(\$)	170 667,00	104 533,00	209 067,00	933 333,00	1 417 600,00
Quotepart partenaire étranger (49%)					694 624,00
Quotepart partenaire SONATRACH (51%)					722 976,00

Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction Finances.

b. Détermination du montant de la taxe selon la loi N° 19-13

Dans le cadre de cette loi, elle déterminée en se basant sur la surface du périmètre contractuel multiplié par le prix unitaire indexé par kilomètre carré. Dans cette loi, le prix unitaire a été changé et il est fixe pour toutes les zones fiscales, ce dernier est communiqué annuellement par ALNAFT.

Tableau 15 : Détermination du montant de la taxe superficielle selon la loi N°19-13

Taxe superficielle au sens de la loi N° 19-13					
Phases de projet	Recherche	Exploration	Développement	Exploitation	SOMME
Années	1 à 4	5 à 7	8 à 11	12 à 33	//
DA/Km²	7000	14000	14000	30000	65 000
Superficie Km²	1200	588	588	250	2 626
Taxes en (DA)	8 400 000	8 232 000	8 232 000	7 500 000	65 964 006
Le cumul	33 600 000	24 696 000	32 928 000	157 500 000	248 724 000
Taxes en Dollar (\$)	248 889	182 933	243 911	1 166 667	1 842 400
Quotepart partenaire étranger (49%)					902 776,00
Quotepart partenaire SONATRACH (51%)					939 624,00

Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction Finances.

Pour illustrer nos propos, nous calculons la taxe superficielle pour la durée totale du projet à savoir les 32 ans (du 21/01/2022 Au 21/01/2053) selon la formule suivante :

$$\text{TSF} = \text{Superficie du périmètre(Km}^2\text{)} \times \text{Tarif (Prix Unitaire en DA/Km}^2\text{)}$$

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Tableau 16: Les montants de la TSF à payer chaque année selon les deux lois

Années	Phases	superficie Km ²	Prix unitaire de la loi N°05-07	Prix unitaire de la loi N°19-13	Montant selon la loi N° 05-07 en DZD	Montant selon la loi N°19-13 en DZD	Montant selon la loi N°05-07 en \$	Montant selon la loi N°19-13 en \$
21/01/2022	Recherche	1200	4800	7 000,00	5 760 000,00	8 400 000,00	42 666,67	62 222,22
21/01/2023	Recherche	1200	4800	7 000,00	5 760 000,00	8 400 000,00	42 666,67	62 222,22
21/01/2024	Recherche	1200	4800	7 000,00	5 760 000,00	8 400 000,00	42 666,67	62 222,22
21/01/2025	Recherche	1200	4800	7 000,00	5 760 000,00	8 400 000,00	42 666,67	62 222,22
21/01/2026	Exploration	588	8000	14 000,00	4 704 000,00	8 232 000,00	34 844,44	60 977,78
21/01/2027	Exploration	588	8000	14 000,00	4 704 000,00	8 232 000,00	34 844,44	60 977,78
21/01/2028	Exploration	588	8000	14 000,00	4 704 000,00	8 232 000,00	34 844,44	60 977,78
21/01/2029	Développement	588	12000	14 000,00	7 056 000,00	8 232 000,00	52 266,67	60 977,78
21/01/2030	Développement	588	12000	14 000,00	7 056 000,00	8 232 000,00	52 266,67	60 977,78
21/01/2031	Développement	588	12000	14 000,00	7 056 000,00	8 232 000,00	52 266,67	60 977,78
21/01/2032	Développement	588	12000	14 000,00	7 056 000,00	8 232 000,00	52 266,67	60 977,78
21/01/2033	Exploitation (production)	250	24000	30 000,00	6 000 000,00	7 500 000,00	44 444,44	55 555,56
21/01/2034	Exploitation (production)	250	24000	30 000,00	6 000 000,00	7 500 000,00	44 444,44	55 555,56
21/01/2035	Exploitation (production)	250	24000	30 000,00	6 000 000,00	7 500 000,00	44 444,44	55 555,56
21/01/2036	Exploitation (production)	250	24000	30 000,00	6 000 000,00	7 500 000,00	44 444,44	55 555,56
21/01/2037	Exploitation (production)	250	24000	30 000,00	6 000 000,00	7 500 000,00	44 444,44	55 555,56
21/01/2038	Exploitation (production)	250	24000	30 000,00	6 000 000,00	7 500 000,00	44 444,44	55 555,56
21/01/2039	Exploitation (production)	250	24000	30 000,00	6 000 000,00	7 500 000,00	44 444,44	55 555,56
21/01/2040	Exploitation (production)	250	24000	30 000,00	6 000 000,00	7 500 000,00	44 444,44	55 555,56
21/01/2041	Exploitation (production)	250	24000	30 000,00	6 000 000,00	7 500 000,00	44 444,44	55 555,56
21/01/2042	Exploitation (production)	250	24000	30 000,00	6 000 000,00	7 500 000,00	44 444,44	55 555,56
21/01/2043	Exploitation (production)	250	24000	30 000,00	6 000 000,00	7 500 000,00	44 444,44	55 555,56
21/01/2044	Exploitation (production)	250	24000	30 000,00	6 000 000,00	7 500 000,00	44 444,44	55 555,56
21/01/2045	Exploitation (production)	250	24000	30 000,00	6 000 000,00	7 500 000,00	44 444,44	55 555,56
21/01/2046	Exploitation (production)	250	24000	30 000,00	6 000 000,00	7 500 000,00	44 444,44	55 555,56
21/01/2047	Exploitation (production)	250	24000	30 000,00	6 000 000,00	7 500 000,00	44 444,44	55 555,56
21/01/2048	Exploitation (production)	250	24000	30 000,00	6 000 000,00	7 500 000,00	44 444,44	55 555,56
21/01/2049	Exploitation (production)	250	24000	30 000,00	6 000 000,00	7 500 000,00	44 444,44	55 555,56
21/01/2050	Exploitation (production)	250	24000	30 000,00	6 000 000,00	7 500 000,00	44 444,44	55 555,56
21/01/2051	Exploitation (production)	250	24000	30 000,00	6 000 000,00	7 500 000,00	44 444,44	55 555,56
21/01/2052	Exploitation (production)	250	24000	30 000,00	6 000 000,00	7 500 000,00	44 444,44	55 555,56
21/01/2053	Exploitation (production)	250	24000	30 000,00	6 000 000,00	7 500 000,00	44 444,44	55 555,56
					191 376 000,00	248 724 000,00	1 417 600,00	1 842 400,00
					Quotepart partenaire SONATRACH (51%)		722 976,00	939 624,00
					Quotepart partenaire étranger (49%)		694 624,00	902 776,00

Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction Finances.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Les montants de la taxe superficielle de la loi N°19-13, diminuent à chaque période, ce qui traduit que la superficie du périmètre de recherche est plus importante que celle de la période de production. La superficie se rétrécit au cours du temps jusqu'à ce qu'elle atteigne le périmètre où le forage sera effectué autrement dit la superficie à occuper pour la production.

Cependant, la taxe superficielle de la loi N° 05-07 est volatile. Nous constatons que le montant diminue durant la période de recherche de 2022 à 2028, puis augmente durant la période de développement de 2029 à 2032, et diminue au-delà pour se stabiliser durant la phase d'exploitation (production) jusqu'à la fin du projet.

Figure 9 : Présentation graphique du montant total de la taxe superficielle.



Source : Établie par nos soins à partir des données de la direction Finances.

D'après la Figure N°09, on voit que le montant total de la taxe superficielle calculé en fonction des dispositions de la loi N° 19-13 est nettement supérieur aux montants totaux calculés en faisant référence à la loi N° 05-07.

Dans le cas étudié, la taxe superficielle à payer selon la loi N° 05-07 est plus avantageuse. Le partenaire étranger doit payer 694 624.00 \$ de taxe superficielle en appliquant la loi N° 05-07 contre 902 776.00 \$. Autrement dit ce constat aurait été le même si

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

nous avons pris comme hypothèse le cas d'un périmètre situé dans la zone B, avec la précision que, pour cette dernière, l'écart dans le montant de la taxe superficielle à payer ne sera pas de la même grandeur.

3.1.2. La redevance

C'est la première taxe que l'Etat prend en contrepartie du transfert de propriété sur le pétrole à l'associé. Elle est calculée selon la formule suivante :

$$\text{Redevance} = \text{Valeur de la Production} \times \text{Taux de Redevance}$$

La production journalière de cas étudié ne dépasse pas la fourchette du premier palier prévu par la loi qui est de 20 000 b.e.p. dans le tableau cité dans la partie théorique, nous utilisons pour le calcul de la redevance le premier palier, et nous prenons le taux de redevance de 8% pour la zone B. En revanche, en application de la loi N°19-13 l'associé paye uniquement 10% du montant global de la valeur de la production.

- La loi N° 19-13 prévoit la possibilité d'appliquer un taux réduit qui ne peut être inférieure à 5,5 %. Ce taux réduit est accordé par un arrêté conjoint signé par les ministres en charge des finances et des autorités chargées de domaine des hydrocarbures (ARH, ALNAFT, SONATRACH et l'associé).
- Les quantités perdues, non utilisées ou réinjectées ne sont pas prises en compte dans le calcul de cette taxe. La base de la redevance est équivalente aux volumes des quantités d'hydrocarbures extraits multipliés par la moyenne mensuelle des prix de référence, après déduction des coûts de transport.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

On présente le calcul de la redevance selon les deux lois sur les hydrocarbures à savoir l'ancienne loi N° 05-07 et la nouvelle loi N° 19-13.

Tableau 17 : Détermination du montant à payer de la redevance selon les lois N° 05-07 et N°19-13 en \$

La redevance							
Années	Production journalière (B.e.p)	Taux de la Redevance selon la loi N°05-07	Montant de la Redevance mensuelle	Montant de la Redevance annuelle	Taux de la redevance selon la loi N°19-13	Montant de la Redevance mensuelle	Montant de la Redevance annuelle
21/01/2033	4 000,00	8%	320,00	116 800,00	10%	400,00	146 000,00
21/01/2034	8 904,00	8%	712,32	259 996,80	10%	890,40	324 996,00
21/01/2035	9 589,00	8%	767,12	279 998,80	10%	958,90	349 998,50
21/01/2036	9 452,00	8%	756,16	275 998,40	10%	945,20	344 998,00
21/01/2037	9 644,00	8%	771,52	281 604,80	10%	964,40	352 006,00
21/01/2038	9 425,00	8%	754,00	275 210,00	10%	942,50	344 012,50
21/01/2039	8 548,00	8%	683,84	249 601,60	10%	854,80	312 002,00
21/01/2040	7 918,00	8%	633,44	231 205,60	10%	791,80	289 007,00
21/01/2041	7 397,00	8%	591,76	215 992,40	10%	739,70	269 990,50
21/01/2042	6 301,00	8%	504,08	183 989,20	10%	630,10	229 986,50
21/01/2043	5 789,00	8%	463,12	169 038,80	10%	578,90	211 298,50
21/01/2044	5 504,00	8%	440,32	160 716,80	10%	550,40	200 896,00
21/01/2045	5 260,00	8%	420,80	153 592,00	10%	526,00	191 990,00
21/01/2046	5 205,00	8%	416,40	151 986,00	10%	520,50	189 982,50
21/01/2047	4 800,00	8%	384,00	140 160,00	10%	480,00	175 200,00
21/01/2048	4 400,00	8%	352,00	128 480,00	10%	440,00	160 600,00
21/01/2049	4 000,00	8%	320,00	116 800,00	10%	400,00	146 000,00
21/01/2050	3 600,00	8%	288,00	105 120,00	10%	360,00	131 400,00
21/01/2051	3 600,00	8%	288,00	105 120,00	10%	360,00	131 400,00
21/01/2052	3 400,00	8%	272,00	99 280,00	10%	340,00	124 100,00
21/01/2053	1 600,00	8%	128,00	46 720,00	10%	160,00	58 400,00
Totaux	128 336,00		10 266,88	3 747 411,20		12 833,60	4 684 264,00
Quotepart partenaire étranger (49%) selon la loi N° 05-07		1 836 231,49		Quotepart partenaire SONATRACH (51%) selon la loi N° 05-07		1 911 179,71	
Quotepart partenaire étranger (49%) selon la loi N° 19-13		2 295 289,36		Quotepart partenaire SONATRACH (51%) selon la loi N°19-13		2 388 974,64	

Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction Finances.

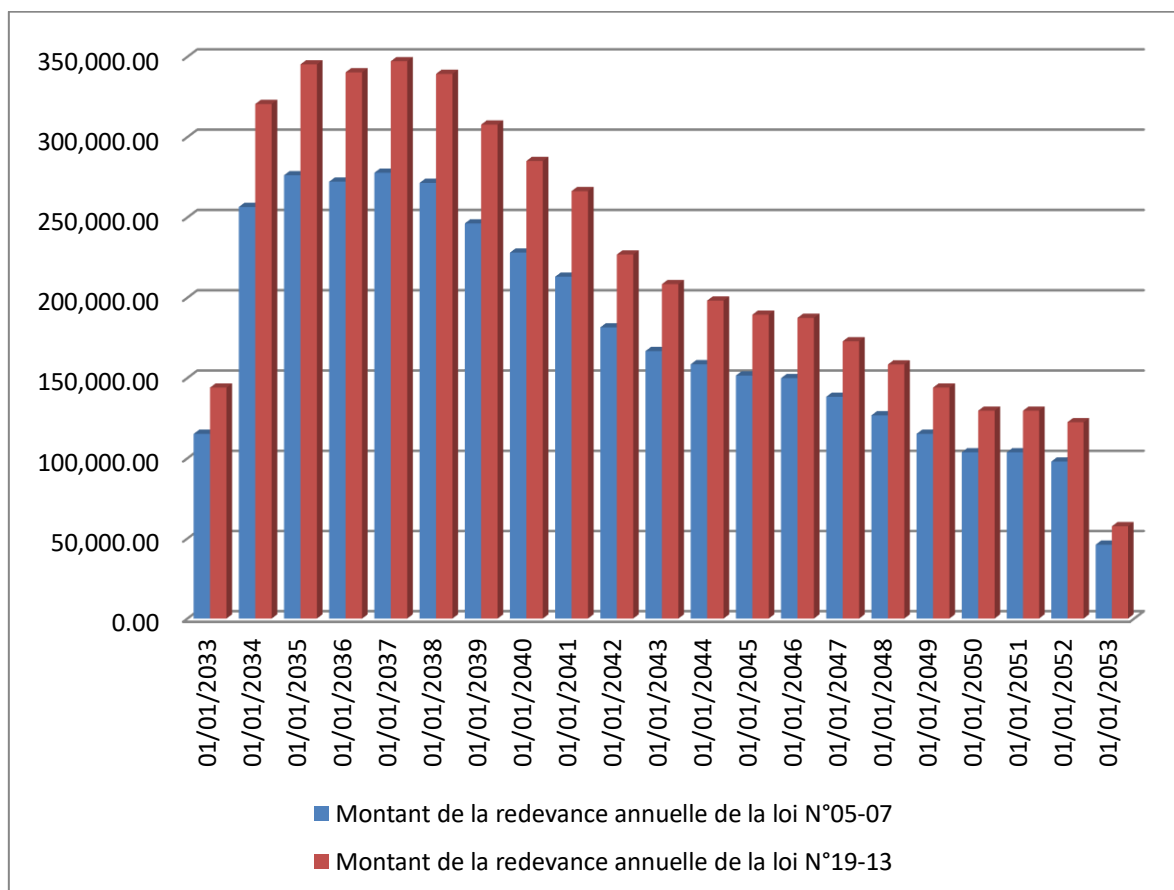
Comme on peut le voir dans le Tableau N°17 et la Figure N°10 suivante, la redevance calculée conformément au régime de la loi N° 19-13 est supérieure à celle calculée par application du régime de la loi N° 05-07. Ceci s'explique par le fait que le taux de la redevance retenu pour le calcul selon la loi N° 19-13 est de 10%, alors que pour le calcul

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

selon la loi N° 05-07 nous avons pris un taux de 08%, fixé par la loi correspondant à un périmètre situé dans la zone B avec une production inférieure à 20 000 B.e.p/jour.

Le graphique suivant représente les résultats du montant de la redevance dans la phase exploitation (production) selon les deux lois N° 05-07 et N° 19-13

Figure 10 : Le montant de la redevance durant la phase exploitation (production) selon les lois N°05-07 et N°19-13



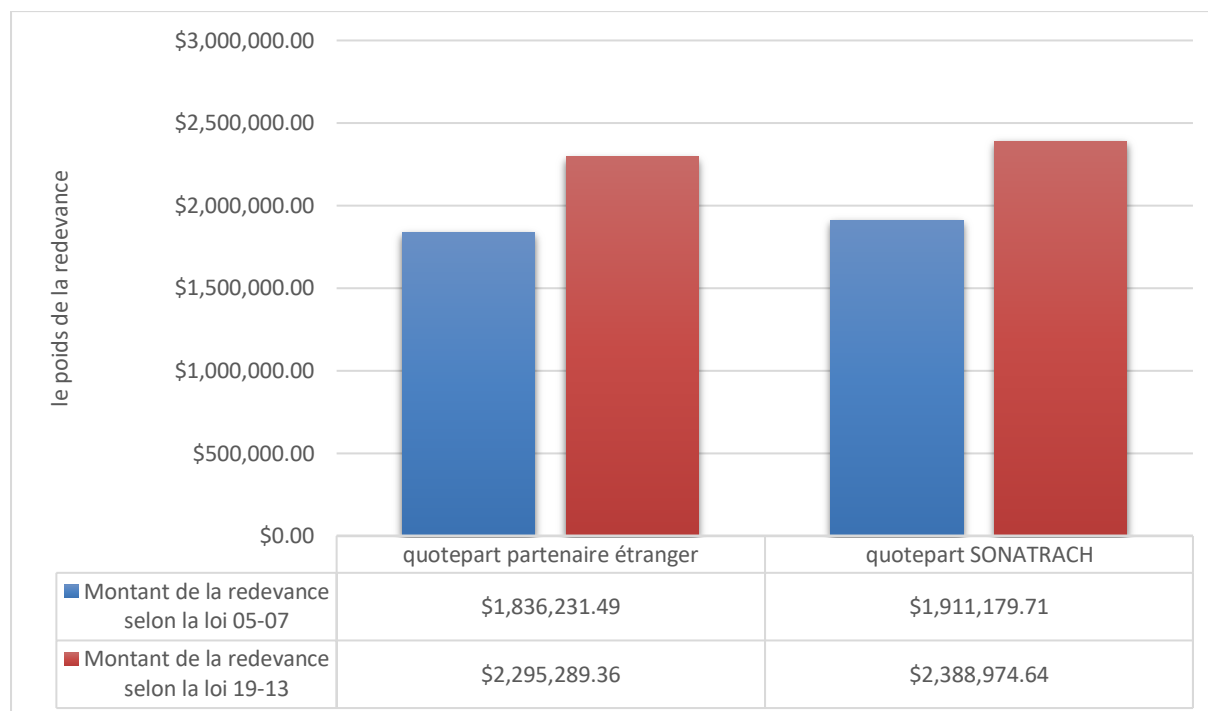
Source : Établie par nos soins à partir des données de la direction Finances.

La Figure N°10 présente les montants de la redevance durant la phase exploitation, nous constatons que les montants selon la loi N° 19-13 sont nettement supérieurs à ceux de la loi N° 05-07. Cela s'explique par les différents taux comme nous l'avons signalé précédemment.

L'histogramme ci-dessous, donne une illustration de ce que nous venons d'interpréter.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Figure 11 : La quote part de la redevance des deux partenaires selon les lois N°05-07 et N°19-13



Source : Établie par nos soins à partir des données de la direction Finances.

Selon la Figure N°11, la redevance à payer selon la loi N°05-07 est plus avantageuse. Le partenaire étranger doit payer 1 836 231,49 \$ de la redevance en appliquant la loi N° 05-07 contre 2 295 289,36 \$ selon la loi N°19-13.

3.1.3. La taxe sur le revenu pétrolier / impôt sur le revenu des hydrocarbures

Nous présentons le calcul de la taxe sur le revenu pétrolier et l'impôt sur le revenu des hydrocarbures toujours selon les deux lois N° 05-07 et N° 19-13 respectivement.

3.1.3.1. Le calcul de la taxe sur le revenu pétrolier selon la loi N° 05-07

Prévu par la loi N° 05-07, le calcul de cette taxe se fait suite au calcul de base de la redevance. Cette taxe est payable par l'opérateur, en 12 règlements provisoires valant acomptes au titre de l'exercice au Trésor public (la liquidation de la TRP s'effectue dans le délai fixé pour la remise de la déclaration annuelle du résultat).

Pour notre étude, nous utilisons la formule relative à la loi N° 13-01. Celle-ci vient en modification de la loi N° 05-07. La direction finances nous a informé que les contrats actuels sont régis sur la base des coefficients R1 et R2 pour déterminer le taux de la TRP à appliquer.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Pour la fiabilité des résultats et la cohérence de données communiquées par la structure avec le simulateur Excel, nous préconisons la formule stipulée dans la loi N° 13-01 pour le calcul de la TRP à savoir : **TRP = Revenu pétrolier × Taux**

Et Revenu pétrolier = Valeur de Production – Déductions

A. Détermination du taux de la TRP

Le taux de TRP est calculé sur la base de deux coefficients R1 et R2 qui sont déterminés pour chaque année civile.

$$R1n = \frac{\sum_{i=0}^{i=n-1}(pbi)@10\%}{\sum_{i=0}^{i=n-1}(li)@10\%} \qquad R2n = \frac{\sum_{i=0}^{i=n-1}(pbi)@20\%}{\sum_{i=0}^{i=n-1}(li)@20\%}$$

Avec les précisions ci-dessous :

- **(pbi)** : représente le profit brut actualisé au taux de 10% et 20% ;
- **(li)** : les dépenses d'investissements actualisées au taux de 10% et 20% ;
- **R1** est égal au rapport du cumul des profit brut d'une année civile actualisé au taux de 10%, depuis l'année d'entrée en vigueur du contrat jusqu'à l'année précédant l'année de détermination du taux de la TRP sur le cumul de dépenses d'investissement actualisées au taux de 10% depuis l'année d'entrée en vigueur du contrat jusqu'à l'année précédant l'année de détermination du taux de la TRP ;
- **R2** est égal au rapport du cumul des profit brut d'une année civile actualisé au taux de 20% depuis l'année d'entrée en vigueur du contrat jusqu'à l'année précédant l'année de détermination de taux de la TRP sur le cumul des dépenses d'investissements actualisées au taux de 20% depuis l'année d'entrée en vigueur du contrat jusqu'à l'année précédant l'année de détermination du taux de la TRP.

En fonction des valeurs de ces deux coefficients R1 et R2, il est fait application des taux fixés dans le tableau suivant :

Tableau 18: Le taux TRP à appliquer

		Cas 1	Cas 2	Cas 3
Taux de la TRP	R1 ≤ 1	20%	30%	20%
	R1 > 1 et R2 < 1	20% + 50% x R2	30% + 40% x R2	20% + 50% x R2
	R2 ≥ 1	70%		70%

Source : Article 87 de la loi N° 05-07 modifiée et complétée par la loi N° 13-01

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Le coût d'exploitation représente l'ensemble des dépenses nécessaires pour l'extraction et le traitement des hydrocarbures. Ces montants sont expliqués précédemment. Le montant de ce coût est nécessaire pour le calcul de *Pbi*.

$$\text{Coût d'exploitation} = \text{OPEX} + \text{Provision d'abandon} + \text{Redevance d'eau} + \text{Frais formation} + \text{Achat et Gaz}$$

Tableau 19 : Le montant des coûts d'exploitation en \$

Années	Coût d'exploitation					Σ Coût d'exploitation
	OPEX	Coût d'abandon	Redevance d'eau	Frais de formation	Achat et Gaz	
21/01/2022	-	-	-	25 000,00	-	25 000,00
21/01/2023	-	-	-	25 000,00	-	25 000,00
21/01/2024	-	-	-	25 000,00	-	25 000,00
21/01/2025	-	-	-	25 000,00	-	25 000,00
21/01/2026	-	-	-	25 000,00	-	25 000,00
21/01/2027	-	-	-	25 000,00	-	25 000,00
21/01/2028	-	-	-	25 000,00	-	25 000,00
21/01/2029	-	-	-	40 000,00	-	40 000,00
21/01/2030	-	-	-	40 000,00	-	40 000,00
21/01/2031	-	-	-	40 000,00	-	40 000,00
21/01/2032	-	-	-	40 000,00	-	40 000,00
21/01/2033	15 000 000,00	1 928 082,19	-	40 000,00	-	16 968 082,19
21/01/2034	19 000 000,00	3 856 164,38	-	40 000,00	-	22 896 164,38
21/01/2035	20 000 000,00	3 856 164,38	-	40 000,00	-	23 896 164,38
21/01/2036	20 000 000,00	3 856 164,38	-	40 000,00	-	23 896 164,38
21/01/2037	20 000 000,00	3 856 164,38	-	40 000,00	-	23 896 164,38
21/01/2038	20 000 000,00	3 856 164,38	530 014,81	40 000,00	-	24 426 179,20
21/01/2039	20 000 000,00	3 663 356,16	480 711,11	40 000,00	-	24 184 067,28
21/01/2040	20 000 000,00	3 277 739,73	445 274,07	40 000,00	-	23 763 013,80
21/01/2041	20 000 000,00	2 892 123,29	416 000,00	40 000,00	-	23 348 123,29
21/01/2042	20 000 000,00	2 651 113,01	354 370,37	40 000,00	-	23 045 483,38
21/01/2043	20 000 000,00	2 506 506,85	325 558,52	40 000,00	-	22 872 065,37
21/01/2044	20 000 000,00	2 458 304,79	309 534,81	40 000,00	-	22 807 839,61
21/01/2045	20 000 000,00	2 313 698,63	295 822,22	40 000,00	-	22 649 520,85
21/01/2046	20 000 000,00	2 313 698,63	292 740,74	40 000,00	-	22 646 439,37
21/01/2047	20 000 000,00	2 313 698,63	269 937,78	40 000,00	-	22 623 636,41
21/01/2048	20 000 000,00	2 120 890,41	247 442,96	40 000,00	-	22 408 333,37
21/01/2049	20 000 000,00	1 928 082,19	224 948,15	40 000,00	-	22 193 030,34
21/01/2050	20 000 000,00	1 735 273,97	202 453,33	40 000,00	-	21 977 727,31
21/01/2051	20 000 000,00	1 735 273,97	202 453,33	40 000,00	-	21 977 727,31
21/01/2052	20 000 000,00	1 638 869,86	191 205,93	40 000,00	-	21 870 075,79
21/01/2053	20 000 000,00	1 542 465,75	89 979,26	40 000,00	-	21 672 445,01
Totaux	414 000 000,00	56 300 000,00	4 878 447,41	1 175 000,00	-	476 353 447,41

Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction Finances.

D'après le Tableau N°19, le montant de coût d'exploitation varie en fonction de l'année d'avancement du projet. Ce montant atteint son maximum entre 2038 et 2039. Ces coûts peuvent varier considérablement d'un gisement à l'autre, en fonction de la taille du

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

gisement, de la profondeur des puits, de la qualité des hydrocarbures et de la distance du gisement aux marchés. Ces coûts sont importants pour déterminer la rentabilité de ce projet.

Ensuite pour le profit brut (Pbi) = VP – Coût d'exploitation – Redevance – TRP

Tableau 20 : Détermination du Pbi en \$

Années	VP	Coût d'exploitation \$	Coût de Transport \$	Redevance \$	TRP \$	Pbi
2022	-	25 000,00	-	-	-	- 25 000,00
2023	-	25 000,00	-	-	-	- 25 000,00
2024	-	25 000,00	-	-	-	- 25 000,00
2025	-	25 000,00	-	-	-	- 25 000,00
2026	-	25 000,00	-	-	-	- 25 000,00
2027	-	25 000,00	-	-	-	- 25 000,00
2028	-	25 000,00	-	-	-	- 25 000,00
2029	-	40 000,00	-	-	-	- 40 000,00
2030	-	40 000,00	-	-	-	- 40 000,00
2031	-	40 000,00	-	-	-	- 40 000,00
2032	-	40 000,00	-	-	-	- 40 000,00
2033	102 200 000,00	16 968 082,19	1 440 000,00	116 800,00	-	83 675 117,81
2034	227 497 200,00	22 896 164,38	3 205 440,00	259 996,80	19 604 143,77	181 531 455,05
2035	244 998 950,00	23 896 164,38	3 452 040,00	279 998,80	64 344 661,05	153 026 085,76
2036	241 498 600,00	23 896 164,38	3 402 720,00	275 998,40	114 955 991,90	98 967 725,32
2037	246 404 200,00	23 896 164,38	3 471 840,00	281 604,80	168 798 833,14	49 955 757,67
2038	240 808 750,00	24 426 179,20	3 393 000,00	275 210,00	277 492 960,43	- 64 778 599,63
2039	218 401 400,00	24 184 067,28	3 077 280,00	249 601,60	365 255 850,52	- 174 365 399,39
2040	202 304 900,00	23 763 013,80	2 850 480,00	231 205,60	430 449 420,72	- 254 989 220,12
2041	188 993 350,00	23 348 123,29	2 662 920,00	215 992,40	476 454 964,13	- 313 688 649,82
2042	160 990 550,00	23 045 483,38	2 268 360,00	183 989,20	502 206 824,73	- 366 714 107,32
2043	147 908 950,00	22 872 065,37	2 084 040,00	169 038,80	516 743 871,39	- 393 960 065,56
2044	140 627 200,00	22 807 839,61	1 981 440,00	160 716,80	526 099 726,48	- 410 422 522,89
2045	134 393 000,00	22 649 520,85	1 893 600,00	153 592,00	532 787 520,93	- 423 091 233,78
2046	132 987 750,00	22 646 439,37	1 873 800,00	151 986,00	539 275 814,18	- 430 960 289,55
2047	122 640 000,00	22 623 636,41	1 728 000,00	140 160,00	543 853 536,85	- 445 705 333,26
2048	112 420 000,00	22 408 333,37	1 584 000,00	128 480,00	546 729 535,03	- 458 430 348,41
2049	102 200 000,00	22 193 030,34	1 440 000,00	116 800,00	548 438 678,22	- 469 988 508,56
2050	91 980 000,00	21 977 727,31	1 296 000,00	105 120,00	549 404 285,22	- 480 803 132,52
2051	91 980 000,00	21 977 727,31	1 296 000,00	105 120,00	551 892 419,44	- 483 291 266,74
2052	86 870 000,00	21 870 075,79	1 224 000,00	99 280,00	555 034 966,96	- 491 358 322,75
2053	40 880 000,00	21 672 445,01	576 000,00	46 720,00	549 791 735,82	- 531 206 900,84
Totaux	3 278 984 800,00	476 353 447,41	46 200 960,00	3 747 411,20	8 379 615 740,93	- 5 626 932 759,53

Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction Finances.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Pour le coût d'investissement (Li) = Taxe superficielle + Investissement de recherche + (Investissement de développement + Investissement d'exploitation).

Tableau 21 : Détermination du Li en \$

Années	Taxe superficielle	Inv. Recherche	Inv.dev + exploit	Li
2022	42 666,67	4 000 000,00		4 042 666,67
2023	42 666,67	12 000 000,00		12 042 666,67
2024	42 666,67	20 000 000,00		20 042 666,67
2025	42 666,67	12 000 000,00		12 042 666,67
2026	34 844,44	4 000 000,00		4 034 844,44
2027	34 844,44	1 000 000,00		1 034 844,44
2028	34 844,44		50 000 000,00	50 034 844,44
2029	52 266,67		130 000 000,00	130 052 266,67
2030	52 266,67		150 000 000,00	150 052 266,67
2031	52 266,67		120 000 000,00	120 052 266,67
2032	52 266,67			52 266,67
2033	44 444,44		160 000,00	204 444,44
2034	44 444,44			44 444,44
2035	44 444,44			44 444,44
2036	44 444,44		9 600 000,00	9 644 444,44
2037	44 444,44			44 444,44
2038	44 444,44			44 444,44
2039	44 444,44			44 444,44
2040	44 444,44		10 800 000,00	10 844 444,44
2041	44 444,44		12 000 000,00	12 044 444,44
2042	44 444,44			44 444,44
2043	44 444,44			44 444,44
2044	44 444,44			44 444,44
2045	44 444,44		13 200 000,00	13 244 444,44
2046	44 444,44			44 444,44
2047	44 444,44			44 444,44
2048	44 444,44			44 444,44
2049	44 444,44		14 400 000,00	14 444 444,44
2050	44 444,44			44 444,44
2051	44 444,44			44 444,44
2052	44 444,44			44 444,44
2053	44 444,44			44 444,44
Totaux	1 417 600,00	53 000 000,00	510 160 000,00	564 577 600,00

Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction Finances.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Tableau 22 : Détermination du taux de la TRP durant la période du projet en pourcentage (%)

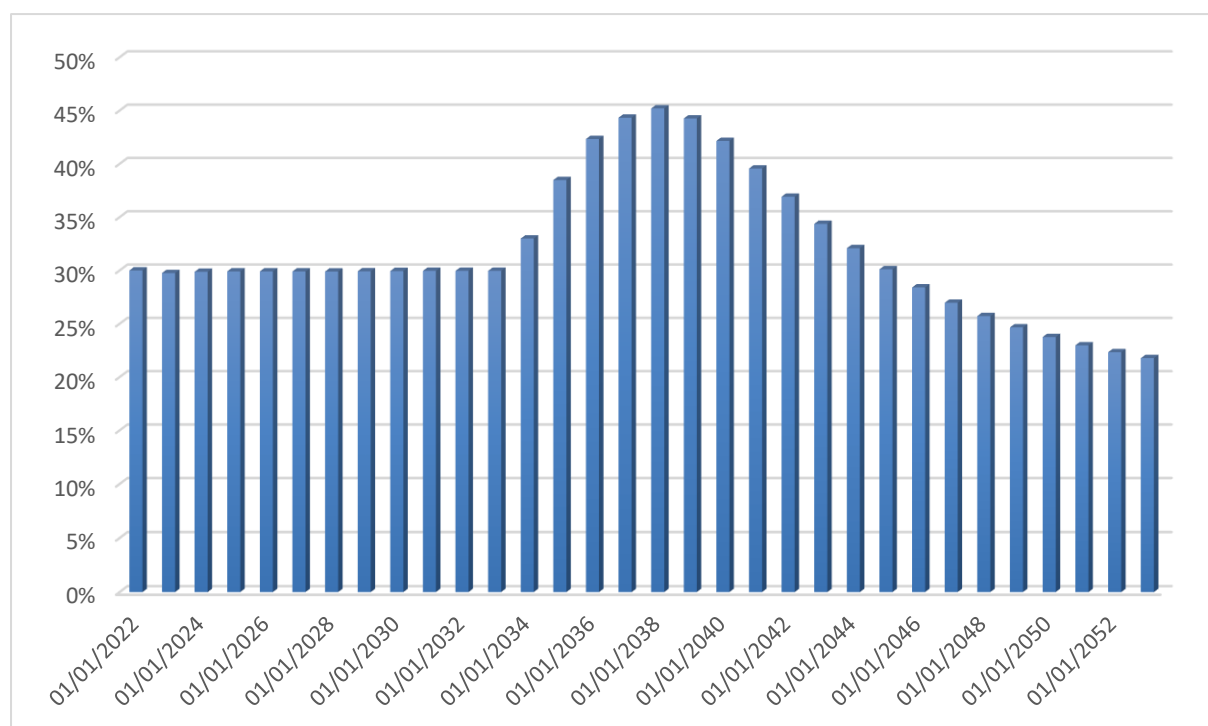
<i>Pbi</i> (actualisé 10%)	<i>Li</i> (actualisé 10%)	<i>Pbi</i> (actualisé 20%)	<i>Li</i> (actualisé 20%)	Cumul <i>Pbi</i> 10%	Cumul <i>Li</i> 10%	Cumul <i>Pbi</i> 20%	Cumul <i>Li</i> 20%	R1	R2	Taux TRP
- 22 727,27	3 675 151,52	- 20 833,33	3 368 888,89	- 22 727,27	3 675 151,52	- 20 833,33	3 368 888,89	-	-	30%
- 20 661,16	9 952 617,08	- 17 361,11	8 362 962,96	- 43 388,43	13 627 768,60	- 38 194,44	11 731 851,85	- 0,01	- 0,01	30%
- 18 782,87	15 058 352,12	- 14 467,59	11 598 765,43	- 62 171,30	28 686 120,71	- 52 662,04	23 330 617,28	- 0,00	- 0,00	30%
- 17 075,34	8 225 303,37	- 12 056,33	5 807 613,17	- 79 246,64	36 911 424,08	- 64 718,36	29 138 230,45	- 0,00	- 0,00	30%
- 15 523,03	2 505 320,95	- 10 046,94	1 621 513,49	- 94 769,67	39 416 745,03	- 74 765,30	30 759 743,94	- 0,00	- 0,00	30%
- 14 111,85	584 142,71	- 8 372,45	346 567,31	- 108 881,52	40 000 887,74	- 83 137,75	31 106 311,25	- 0,00	- 0,00	30%
- 12 828,95	25 675 786,62	- 6 977,04	13 963 806,81	- 121 710,47	65 676 674,37	- 90 114,79	45 070 118,06	- 0,00	- 0,00	30%
- 18 660,30	60 670 342,21	- 9 302,72	30 246 000,67	- 140 370,77	126 347 016,58	- 99 417,52	75 316 118,73	- 0,00	- 0,00	30%
- 16 963,90	63 636 808,92	- 7 752,27	29 081 134,55	- 157 334,67	189 983 825,50	- 107 169,78	104 397 253,28	- 0,00	- 0,00	30%
- 15 421,73	46 285 345,79	- 6 460,22	19 389 111,31	- 172 756,40	236 269 171,30	- 113 630,01	123 786 364,59	- 0,00	- 0,00	30%
- 14 019,76	18 319,15	- 5 383,52	7 034,47	- 186 776,16	236 287 490,45	- 119 013,53	123 793 399,05	- 0,00	- 0,00	30%
26 661 471,21	65 142,30	9 384 721,30	22 929,80	26 474 695,05	236 352 632,75	9 265 707,78	123 816 328,86	- 0,00	- 0,00	30%
52 582 844,06	12 873,97	16 966 520,28	4 153,95	79 057 539,11	236 365 506,72	26 232 228,06	123 820 482,81	0,11	0,07	33%
40 293 984,09	11 703,61	11 917 917,04	3 461,63	119 351 523,20	236 377 210,33	38 150 145,10	123 823 944,43	0,33	0,21	38%
23 686 667,38	2 308 803,32	6 422 077,59	625 977,21	143 038 190,59	238 686 013,65	44 572 222,69	124 449 921,65	0,50	0,31	42%
10 864 123,90	9 672,41	2 700 086,86	2 403,91	153 902 314,49	238 695 686,06	47 272 309,55	124 452 325,55	0,60	0,36	44%
- 12 827 474,49	8 793,10	- 2 922 372,85	2 003,26	141 074 840,00	238 704 479,15	44 349 936,70	124 454 328,81	0,64	0,38	45%
- 31 372 912,63	7 993,72	- 6 551 801,70	1 669,38	109 701 927,37	238 712 472,88	37 798 135,01	124 455 998,19	0,59	0,36	44%
- 41 702 259,02	1 773 153,32	- 7 983 198,44	339 440,48	67 999 668,35	240 485 626,20	29 814 936,57	124 795 438,67	0,46	0,30	42%
- 46 633 663,79	1 790 329,92	- 8 183 297,11	314 167,93	21 366 004,56	242 275 956,12	21 631 639,46	125 109 606,60	0,28	0,24	40%
- 49 556 241,13	6 005,80	- 7 971 472,99	966,08	- 28 190 236,57	242 281 961,92	13 660 166,47	125 110 572,68	0,09	0,17	37%
- 48 394 836,54	5 459,82	- 7 135 931,75	805,06	- 76 585 073,11	242 287 421,74	6 524 234,72	125 111 377,74	- 0,12	0,11	34%
- 45 830 821,28	4 963,47	- 6 194 706,57	670,89	- 122 415 894,40	242 292 385,22	329 528,15	125 112 048,63	- 0,32	0,05	32%
- 42 948 050,10	1 344 650,14	- 5 321 303,01	166 603,39	- 165 363 944,50	243 637 035,36	- 4 991 774,86	125 278 652,02	- 0,51	0,00	30%
- 39 767 851,01	4 102,04	- 4 516 667,29	465,89	- 205 131 795,51	243 641 137,40	- 9 508 442,15	125 279 117,91	- 0,68	- 0,04	28%
- 37 388 057,32	3 729,13	- 3 892 515,20	388,24	- 242 519 852,83	243 644 866,53	- 13 400 957,35	125 279 506,16	- 0,84	- 0,08	27%
- 34 958 364,81	3 390,12	- 3 336 260,60	323,54	- 277 478 217,64	243 648 256,65	- 16 737 217,94	125 279 829,69	- 1,00	- 0,11	26%
- 32 580 668,45	1 001 626,16	- 2 850 232,48	87 624,58	- 310 058 886,09	244 649 882,81	- 19 587 450,43	125 367 454,27	- 1,14	- 0,13	25%
- 30 299 629,03	2 801,75	- 2 429 791,71	224,68	- 340 358 515,12	244 652 684,56	- 22 017 242,14	125 367 678,95	- 1,27	- 0,16	24%
- 27 686 936,61	2 547,05	- 2 035 251,48	187,23	- 368 045 451,73	244 655 231,61	- 24 052 493,62	125 367 866,18	- 1,39	- 0,18	23%
- 25 589 600,37	2 315,50	- 1 724 320,99	156,03	- 393 635 052,09	244 657 547,11	- 25 776 814,61	125 368 022,21	- 1,50	- 0,19	22%
- 25 150 230,28	2 105,00	- 1 553 488,41	130,02	- 418 785 282,37	244 659 652,11	- 27 330 303,02	125 368 152,23	- 1,61	- 0,21	22%

Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction Finances.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Les Tableaux N°20, N°21 et N°22 présentent le calcul du taux de TRP applicable chaque année. Ce taux varie en fonction des valeurs des deux coefficients R1 et R2, qui sont eux-mêmes déterminés par la rentabilité annuelle du projet. La rentabilité annuelle est différente de la valeur de production, autrement dit plus le montant de (la valeur de production - les déductions autorisées) est faible moins le taux de TRP à appliquer est minimum, plus ce montant est important plus le taux de TRP à appliquer est important, tout dépend de calcul de ces montant. Cela confirme que la loi N° 13-01 vient en modification de loi N° 05-07 en grande partie sur cet aspect fiscal relatif au calcul des taxes.

Figure 12: Taux de TRP Applicable durant l'exercice



Source : Établie par nos soins à partir des données de la direction Finances.

Le taux de TRP applicable annuellement varie entre 22 % à 40 %, sauf en 2038, où il atteint un maximum de 45 %. Cette variation peut être justifié pour plusieurs raisons, notamment le prix de vente, le coût de production ainsi la politique fiscale. Dans notre cas cette variation est du suite aux changements des dépenses annuelles d'exploitations.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

B. Détermination du revenu pétrolier et la TRP à payer au titre de chaque exercice

Ce revenu représente l'assiette de calcul de la TRP, cette assiette est soumise à l'application du taux de TRP annuel.

La production valorisée comme nous l'avons signifié précédemment (voir le tableau 10), représente :

Le prix de base du produit × la quantité journalière extraite du gisement
d'hydrocarbures.

Cette taxe se base sur la rentabilité et non sur le chiffre d'affaires, cela veut dire que pour déterminer le taux de TRP, il faut faire les déductions nécessaires comme :

- (+) Base de la Redevance (R);
- (-) Les Tranches Annuelles d'Investissement de Recherche (TAIR) ;
- (-) Les Tranches Annuelles d'Investissement de Développement (TAID) ;
- (-) Tranches Annuelles d'Investissement Récupération Assistée (TAIRA) ;
- (-) Coût d'Abandon (CA) ;
- (-) Coût de Formation (CF) ;
- (-) Coût Achat du Gaz (CG) ;
- (-) Base Négative de TRP de mois précédent ;
- (+) Base TRP.

Nous commençons le calcul des tranches annuelles d'investissement de recherche, développement et d'exploitation dès la première année d'exploitation c'est à dire le 21/01/2033. L'investisseur commence à récupérer ses investissements dès la 1^{ère} année d'exploitation de gisement. La détermination de ces tranches mensuelle a pour objectif de les déduire. La liquidation de ces tranches se fait sur cinq ans.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Tableau 23 : Déterminations des tranches annuelles d'investissement de recherche *Upliftées*

Déterminations des Tranches Annuelles d'Investissement de Recherche <i>Upliftées</i>					
	2033	2034	2035	2036	2037
	Année 01	Année 02	Année 03	Année 04	Année 05
Cumul des investissements de la période recherche	53 000 000,00	53 000 000,00	53 000 000,00	53 000 000,00	53 000 000,00
Taux de tranche annuelle	20%	20%	20%	20%	20%
Taux <i>UPLIFT</i>	15%	15%	15%	15%	15%
Tranche annuelle d'investissement <i>Upliftée</i> pour 2023	12 190 000,00	12 190 000,00	12 190 000,00	12 190 000,00	12 190 000,00
Total <i>Uplifté</i>	60 950 000,00	60 950 000,00	60 950 000,00	60 950 000,00	60 950 000,00

Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction Finances.

Tableau 24 : Déterminations des tranches annuelles d'investissement de Développement et exploitation *Upliftées*

Déterminations des tranches annuelles d'investissement de Développement et exploitation <i>Upliftées</i>					
	2033	2034	2035	2036	2037
	Année 01	Année 02	Année 03	Année 04	Année 05
Cumul des investissements de la période développement et exploitation	510 160 000,00	510 160 000,00	510 160 000,00	510 160 000,00	510 160 000,00
Taux de tranche annuelle	20%	20%	20%	20%	20%
Taux <i>UPLIFT</i>	15%	15%	15%	15%	15%
Tranche annuelle d'investissement <i>upliftée</i> pour 2023	117 336 800,00	117 336 800,00	117 336 800,00	117 336 800,00	117 336 800,00
Total <i>Uplifté</i>	586 684 000,00	586 684 000,00	586 684 000,00	586 684 000,00	586 684 000,00

Source: Établi par nos soins à partir des données de la direction Finances.

Le cumul obtenu dans les deux tableaux N°23 et N°24 est multiplié par un taux de tranche fixé à 20%. Ensuite pour finaliser nos calculs, on doit ajouter un taux d'*UPLIFT* au résultat qui est de 15%. La tranche mensuelle est obtenue en divisant le résultat précédent par 12.

A noter que *L'UPLIFT* représente le pourcentage des tranches annuelles d'investissement qui sont augmenté pour couvrir les coûts opératoires.

Le calcul des Tranches Annuelles d'Investissement de Récupération Assistée consiste à l'utilisation des méthodes de récupération secondaires ou tertiaire pour récupérer les réserves d'hydrocarbures. Nous estimons qu'il n'est pas nécessaire d'utiliser cette technique

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

dans notre cas. Par conséquent, nous n'envisageons aucun investissement dans la récupération assistée.

On calcule la provision pour abandon afin de faire face aux coûts des opérations d'abandons et de remise en état des sites qui doivent être effectuées à la fin de l'exploitation, l'associé doit verser chaque année civile une provision dans un compte séquestre. Elle est considérée comme une charge d'exploitation déductible de résultat imposable. Cette provision annuelle est déductible pour le calcul de l'acompte de TRP.

À la fin de l'opération de déduction, on aboutira à la constitution de la base de TRP qui est calculée en déduisant de la base de la redevance les déductions précédemment calculées.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Tableau 25 : Détermination du revenu pétrolier et le montant de TRP à payer au titre de chaque exercice en \$

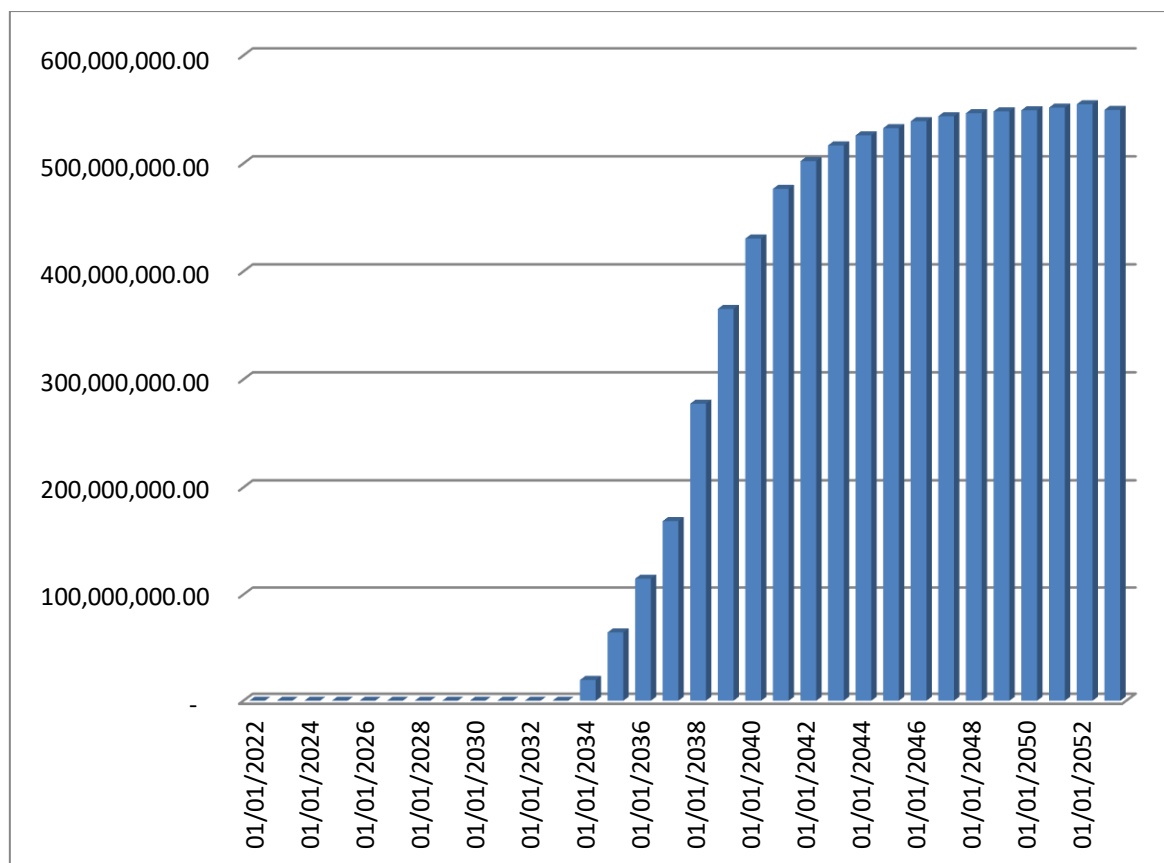
LE REVENU PETROLIER														
Années	VP au Point de mesure	Redevance	TAIR	TAID	TAIRA	TAIP pour abandon	Frais de formation	CG	CT	Assiette de la TRP (Annuelle)	Rapport de base négative N-1	Assiette avec rapport	Tx de TRP app.p r chaque exer	Montant de TRP
2022	-	-	-	-	-	-	25 000,00	-	-	- 25 000,00	-	- 25 000,00	30%	-
2023	-	-	-	-	-	-	25 000,00	-	-	- 25 000,00	- 25 000,00	- 50 000,00	30%	-
2024	-	-	-	-	-	-	25 000,00	-	-	- 25 000,00	- 50 000,00	- 75 000,00	30%	-
2025	-	-	-	-	-	-	25 000,00	-	-	- 25 000,00	- 75 000,00	- 100 000,00	30%	-
2026	-	-	-	-	-	-	25 000,00	-	-	- 25 000,00	- 100 000,00	- 125 000,00	30%	-
2027	-	-	-	-	-	-	25 000,00	-	-	- 25 000,00	- 125 000,00	- 150 000,00	30%	-
2028	-	-	-	-	-	-	25 000,00	-	-	- 25 000,00	- 150 000,00	- 175 000,00	30%	-
2029	-	-	-	-	-	-	40 000,00	-	-	- 40 000,00	- 175 000,00	- 215 000,00	30%	-
2030	-	-	-	-	-	-	40 000,00	-	-	- 40 000,00	- 215 000,00	- 255 000,00	30%	-
2031	-	-	-	-	-	-	40 000,00	-	-	- 40 000,00	- 255 000,00	- 295 000,00	30%	-
2032	-	-	-	-	-	-	40 000,00	-	-	- 40 000,00	- 295 000,00	- 335 000,00	30%	-
2033	102 200 000,00	116 800,00	12 190 000,00	117 336 800,00	-	1 928 082,19	40 000,00	-	1 440 000,00	- 30 851 682,19	- 335 000,00	- 31 186 682,19	30%	-
2034	227 497 200,00	259 996,80	12 190 000,00	117 336 800,00	-	3 856 164,38	40 000,00	-	3 205 440,00	90 608 798,82	- 31 186 682,19	59 422 116,62	33%	19 605 359,89
2035	244 998 950,00	279 998,80	12 190 000,00	117 336 800,00	-	3 856 164,38	40 000,00	-	3 452 040,00	107 843 946,82	59 422 116,62	167 266 063,44	38%	64 354 409,25
2036	241 498 600,00	275 998,40	12 190 000,00	117 336 800,00	-	3 856 164,38	40 000,00	-	3 402 720,00	104 396 917,22	167 266 063,44	271 662 980,66	42%	114 978 629,25
2037	246 404 200,00	281 604,80	12 190 000,00	117 336 800,00	-	3 856 164,38	40 000,00	-	3 471 840,00	109 227 790,82	271 662 980,66	380 890 771,47	44%	168 834 234,98
2038	240 808 750,00	275 210,00	-	-	-	3 856 164,38	40 000,00	-	3 393 000,00	233 244 375,62	380 890 771,47	614 135 147,09	45%	277 550 449,43
2039	218 401 400,00	249 601,60	-	-	-	3 663 356,16	40 000,00	-	3 077 280,00	211 371 162,24	614 135 147,09	825 506 309,33	44%	365 321 251,25
2040	202 304 900,00	231 205,60	-	-	-	3 277 739,73	40 000,00	-	2 850 480,00	195 905 474,67	825 506 309,33	1 021 411 784,00	42%	430 507 423,72
2041	188 993 350,00	215 992,40	-	-	-	2 892 123,29	40 000,00	-	2 662 920,00	183 182 314,31	1 021 411 784,00	1 204 594 098,31	40%	476 494 285,08
2042	160 990 550,00	183 989,20	-	-	-	2 651 113,01	40 000,00	-	2 268 360,00	155 847 087,79	1 204 594 098,31	1 360 441 186,10	37%	502 221 288,07
2043	147 908 950,00	169 038,80	-	-	-	2 506 506,85	40 000,00	-	2 084 040,00	143 109 364,35	1 360 441 186,10	1 503 550 550,45	34%	516 731 080,91
2044	140 627 200,00	160 716,80	-	-	-	2 458 304,79	40 000,00	-	1 981 440,00	135 986 738,41	1 503 550 550,45	1 639 537 288,85	32%	526 060 238,10
2045	134 393 000,00	153 592,00	-	-	-	2 313 698,63	40 000,00	-	1 893 600,00	129 992 109,37	1 639 537 288,85	1 769 529 398,22	30%	532 723 099,57
2046	132 987 750,00	151 986,00	-	-	-	2 313 698,63	40 000,00	-	1 873 800,00	128 608 265,37	1 769 529 398,22	1 898 137 663,59	28%	539 188 496,35
2047	122 640 000,00	140 160,00	-	-	-	2 313 698,63	40 000,00	-	1 728 000,00	118 418 141,37	1 898 137 663,59	2 016 555 804,96	27%	543 745 671,18
2048	112 420 000,00	128 480,00	-	-	-	2 120 890,41	40 000,00	-	1 584 000,00	108 546 629,59	2 016 555 804,96	2 125 102 434,55	26%	546 603 146,25
2049	102 200 000,00	116 800,00	-	-	-	1 928 082,19	40 000,00	-	1 440 000,00	98 675 117,81	2 125 102 434,55	2 223 777 552,36	25%	548 295 781,19
2050	91 980 000,00	105 120,00	-	-	-	1 735 273,97	40 000,00	-	1 296 000,00	88 803 606,03	2 223 777 552,36	2 312 581 158,39	24%	549 246 984,93
2051	91 980 000,00	105 120,00	-	-	-	1 735 273,97	40 000,00	-	1 296 000,00	88 803 606,03	2 312 581 158,39	2 401 384 764,42	23%	551 721 647,13
2052	86 870 000,00	99 280,00	-	-	-	1 638 869,86	40 000,00	-	1 224 000,00	83 867 850,14	2 401 384 764,42	2 485 252 614,55	22%	554 852 197,95
2053	40 880 000,00	46 720,00	-	-	-	1 542 465,75	40 000,00	-	576 000,00	38 674 814,25	2 485 252 614,55	2 523 927 428,80	22%	549 601 182,19
	3 278 984 800,00	3 747 411,20	60 950 000,00	586 684 000,00	-	56 300 000,00	1 175 000,00	-	46 200 960,00	2 523 927 428,80	26 247 753 005,19	28 771 680 433,99		8 378 636 856,72

Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction Finances.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

On représente ci-dessous un graphique des résultats du montant de l'assiette de TRP durant la période 2022 jusqu'à la fin du projet selon la loi N°05-07

Figure 13 : Présentation graphique du montant du TRP



Source : Établie par nos soins à partir des données de la direction Finances.

D'après le Tableau N°25 et la Figure N°13, nous constatons que le montant de TRP passe par un minimum de 2034 à 2038, puis augmente progressivement autour de 2038 jusqu'à la fin du projet. La TRP atteindra une valeur maximale vers 2052 d'un montant de 555 M\$.

3.1.3.2. L'impôt sur le revenu des hydrocarbures (IRH) selon la loi N°19-13

Prévu par la loi N° 19-13, cet impôt vise à taxer les recettes de production d'hydrocarbures obtenue sur le périmètre d'exploitation couvert par le contrat. Le calcul est basé sur l'assiette et le taux à appliquer sur cette dernière dépend de la rentabilité du projet déterminé par le calcul du coefficient R (R est le rapport entre les revenus nets cumulés et les dépenses cumulés). La formule du calcul de l'IRH est la suivante :

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

$$\text{Impôt sur le revenu d'hydrocarbures} = \text{base d'IRH} \times \text{taux de IRH}$$

$$\text{Assiette de l'IRH} = \text{valeur de la production} - \text{déductions autorisées}$$

Les déductions correspondent à celles calculées précédemment en admettant que la liste des charges à déduire reste la même dans les deux cas de calcul.

A. Détermination du taux d'IRH

Sachant que le taux d'IRH à appliquer dépend du coefficient R calculé comme suit :

$$\text{Coefficient R} = \frac{\text{Revenus nets cumulés}}{\text{Dépenses cumulées}}$$

Selon la valeur de R, le taux d'IRH applicable est donné par le Tableau N°25 suivant :

Tableau 26 : Le coefficient R selon le taux de l'IRH applicable

Le ratio R	IRH
$R \leq 1$	10 %
$1 < R < 3$	$20\% \times R - 10\%$
$R \geq 3$	50%

Source : Selon Art.180 du JORADP N°79 du la loi N°19-13

Le Tableau N°26 donne le taux d'IRH à appliquer selon chaque période. Nous déterminons d'abord le montant du revenu net cumulé et les dépenses cumulées, puis le taux de l'impôt à appliquer.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Tableau 27 : Déterminations du montant du Revenu Net et revenu Net Cumulé en \$

Années	VP	Cout de Transport	Redevance	IRH	Revenu net	Revenu net cumulé
2022	-	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	-	-
2028	-	-	-	-	-	-
2029	-	-	-	-	-	-
2030	-	-	-	-	-	-
2031	-	-	-	-	-	-
2032	-	-	-	-	-	-
2033	102 200 000,00	1 440 000,00	146 000,00	-	100 614 000,00	100 614 000,00
2034	227 497 200,00	3 205 440,00	324 996,00	5 932 791,74	218 033 972,26	318 647 972,26
2035	244 998 950,00	3 452 040,00	349 998,50	19 303 333,61	221 893 577,89	540 541 550,14
2036	241 498 600,00	3 402 720,00	344 998,00	52 511 135,74	185 239 746,26	725 781 296,41
2037	246 404 200,00	3 471 840,00	352 006,00	103 916 451,50	138 663 902,50	864 445 198,90
2038	240 808 750,00	3 393 000,00	344 012,50	209 527 756,50	27 543 981,00	891 989 179,90
2039	218 401 400,00	3 077 280,00	312 002,00	324 165 343,14	- 109 153 225,14	782 835 954,77
2040	202 304 900,00	2 850 480,00	289 007,00	428 459 240,36	- 229 293 827,36	553 542 127,41
2041	188 993 350,00	2 662 920,00	269 990,50	520 692 576,89	-334 632 137,39	218 909 990,02
2042	160 990 550,00	2 268 360,00	229 986,50	599 367 618,20	-440 875 414,70	- 221 965 424,67
2043	147 908 950,00	2 084 040,00	211 298,50	659 687 093,56	-514 073 482,06	- 736 038 906,73
2044	140 627 200,00	1 981 440,00	200 896,00	703 694 982,24	-565 250 118,24	- 1 301 289 024,97
2045	134 393 000,00	1 893 600,00	191 990,00	708 225 380,99	-575 917 970,99	- 1 877 206 995,96
2046	132 987 750,00	1 873 800,00	189 982,50	718 992 672,72	-588 068 705,22	- 2 465 275 701,18
2047	122 640 000,00	1 728 000,00	175 200,00	704 470 083,92	-583 733 283,92	- 3 049 008 985,10
2048	112 420 000,00	1 584 000,00	160 600,00	663 679 653,04	-553 004 253,04	- 3 602 013 238,14
2049	102 200 000,00	1 440 000,00	146 000,00	575 183 324,91	-474 569 324,91	- 4 076 582 563,05
2050	91 980 000,00	1 296 000,00	131 400,00	482 899 611,81	-392 347 011,81	- 4 468 929 574,86
2051	91 980 000,00	1 296 000,00	131 400,00	374 239 739,13	-283 687 139,13	- 4 752 616 713,99
2052	86 870 000,00	1 224 000,00	124 100,00	248 432 744,18	-162 910 844,18	- 4 915 527 558,16
2053	40 880 000,00	576 000,00	58 400,00	252 299 057,60	-212 053 457,60	- 5 127 581 015,76
Totaux	3 278 984 800,00	46 200 960,00	4 684 264,00	8 355 680 591,76	- 5 127 581 015,76	- 31 596 728 432,76

Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction Finances.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Tableau 28 : Déterminations du montant des dépenses Net et Net Cumulées en \$

Années	TSF	Inv. Recherche	Inv.dev + exploit	Dépenses Net	Dépenses Nets Cumulées
2022	62 222,22	4 000 000,00	-	4 062 222,22	4 062 222,22
2023	62 222,22	12 000 000,00	-	12 062 222,22	16 124 444,44
2024	62 222,22	20 000 000,00	-	20 062 222,22	36 186 666,67
2025	62 222,22	12 000 000,00	-	12 062 222,22	48 248 888,89
2026	60 977,78	4 000 000,00	-	4 060 977,78	52 309 866,67
2027	60 977,78	1 000 000,00	-	1 060 977,78	53 370 844,44
2028	60 977,78	-	50 000 000,00	50 060 977,78	103 431 822,22
2029	60 977,78	-	130 000 000,00	130 060 977,78	233 492 800,00
2030	60 977,78	-	150 000 000,00	150 060 977,78	383 553 777,78
2031	60 977,78	-	120 000 000,00	120 060 977,78	503 614 755,56
2032	60 977,78	-	-	60 977,78	503 675 733,33
2033	55 555,56	-	160 000,00	215 555,56	503 891 288,89
2034	55 555,56	-	-	55 555,56	503 946 844,44
2035	55 555,56	-	-	55 555,56	504 002 400,00
2036	55 555,56	-	9 600 000,00	9 655 555,56	513 657 955,56
2037	55 555,56	-	-	55 555,56	513 713 511,11
2038	55 555,56	-	-	55 555,56	513 769 066,67
2039	55 555,56	-	-	55 555,56	513 824 622,22
2040	55 555,56	-	10 800 000,00	10 855 555,56	524 680 177,78
2041	55 555,56	-	12 000 000,00	12 055 555,56	536 735 733,33
2042	55 555,56	-	-	55 555,56	536 791 288,89
2043	55 555,56	-	-	55 555,56	536 846 844,44
2044	55 555,56	-	-	55 555,56	536 902 400,00
2045	55 555,56	-	13 200 000,00	13 255 555,56	550 157 955,56
2046	55 555,56	-	-	55 555,56	550 213 511,11
2047	55 555,56	-	-	55 555,56	550 269 066,67
2048	55 555,56	-	-	55 555,56	550 324 622,22
2049	55 555,56	-	14 400 000,00	14 455 555,56	564 780 177,78
2050	55 555,56	-	-	55 555,56	564 835 733,33
2051	55 555,56	-	-	55 555,56	564 891 288,89
2052	55 555,56	-	-	55 555,56	564 946 844,44
2053	55 555,56	-	-	55 555,56	565 002 400,00
Totaux	1 842 400,00	53 000 000,00	510 160 000,00	565 002 400,00	13 202 255 555,56

Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction Finances.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Tableau 29 : Déterminations du taux d'IRH applicable selon chaque période en pourcentage (%)

Années	Revenu net cumulé	Dépenses Nets Cumulées	La valeur de R	Taux IRH
2022	-	4 062 222,22	-	10%
2023	-	16 124 444,44	-	10%
2024	-	36 186 666,67	-	10%
2025	-	48 248 888,89	-	10%
2026	-	52 309 866,67	-	10%
2027	-	53 370 844,44	-	10%
2028	-	103 431 822,22	-	10%
2029	-	233 492 800,00	-	10%
2030	-	383 553 777,78	-	10%
2031	-	503 614 755,56	-	10%
2032	-	503 675 733,33	-	10%
2033	100 614 000,00	503 891 288,89	0,20	10%
2034	318 647 972,26	503 946 844,44	0,63	10%
2035	540 541 550,14	504 002 400,00	1,07	11%
2036	725 781 296,41	513 657 955,56	1,41	18%
2037	864 445 198,90	513 713 511,11	1,68	24%
2038	891 989 179,90	513 769 066,67	1,74	25%
2039	782 835 954,77	513 824 622,22	1,52	20%
2040	553 542 127,41	524 680 177,78	1,06	11%
2041	218 909 990,02	536 735 733,33	0,41	10%
2042	-221 965 424,67	536 791 288,89	0,41	10%
2043	-736 038 906,73	536 846 844,44	-1,37	10%
2044	-1 301 289 024,97	536 902 400,00	-2,42	10%
2045	-1 877 206 995,96	550 157 955,56	-3,41	10%
2046	-2 465 275 701,18	550 213 511,11	-4,48	10%
2047	-3 049 008 985,10	550 269 066,67	-5,54	10%
2048	-3 602 013 238,14	550 324 622,22	-6,55	10%
2049	-4 076 582 563,05	564 780 177,78	-7,22	10%
2050	-4 468 929 574,86	564 835 733,33	-7,91	10%
2051	-4 752 616 713,99	564 891 288,89	-8,41	10%
2052	-4 915 527 558,16	564 946 844,44	-8,70	10%
2053	-5 127 581 015,76	565 002 400,00	-9,08	10%
Totaux	- 31 596 728 432,76	13 202 255 555,56		

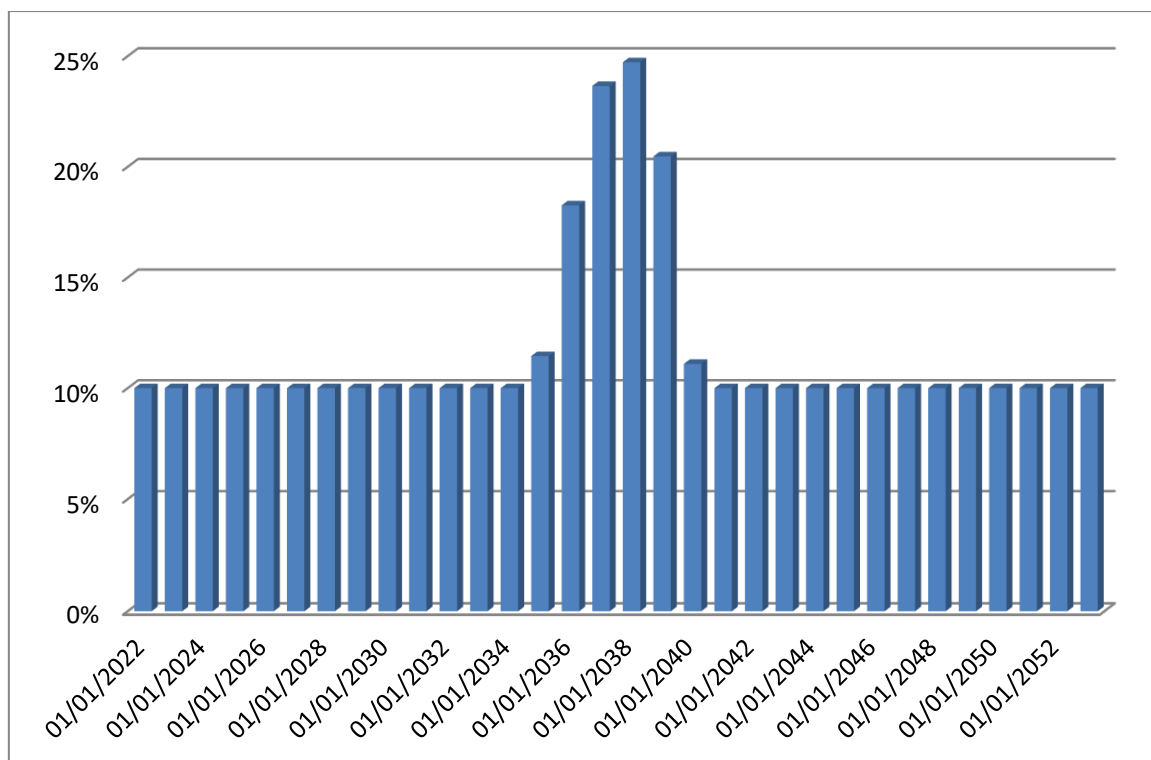
Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction Finances.

D'après les Tableaux N°27, N°28 et N°29, le taux d'IRH varie en fonction des revenus nets cumulés et des dépenses nettes cumulées. Dans notre cas, ce taux varie entre 10% et 25%, il atteint son maximum durant l'année 2038. Cette variation dépend du chiffre d'affaires réalisé durant le projet ainsi les coûts d'investissements liés à ce projet.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Une représentation graphique de la variation du taux d'IRH durant toute la période du projet :

Figure 14 : Présentation graphique du taux d'IRH applicable durant l'exercice



Source : Établie par nos soins à partir des données de la direction Finances.

La Figure N°14 traduit une variation du taux d'IRH minimale, constante de 10% de 2022 à 2034, puis une augmentation progressive de 2035 à 2038 allant de 15% à 25% , il atteint une valeur maximale de 25% durant l'années 2038 et au-delà on note une diminution et reste stable de 10% progressive jusqu'à la fin du projet.

B. Détermination du montant d'IRH à payer au titre de chaque exercice

Ci-dessous un tableau qui représente les différent résultats de l'assiette de l'IRH, durant la période 2022 jusqu'à la fin du projet selon la loi N° 19-13.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Tableau 30 : Déterminations du montant d'IRH à payer au titre de chaque exercice en \$

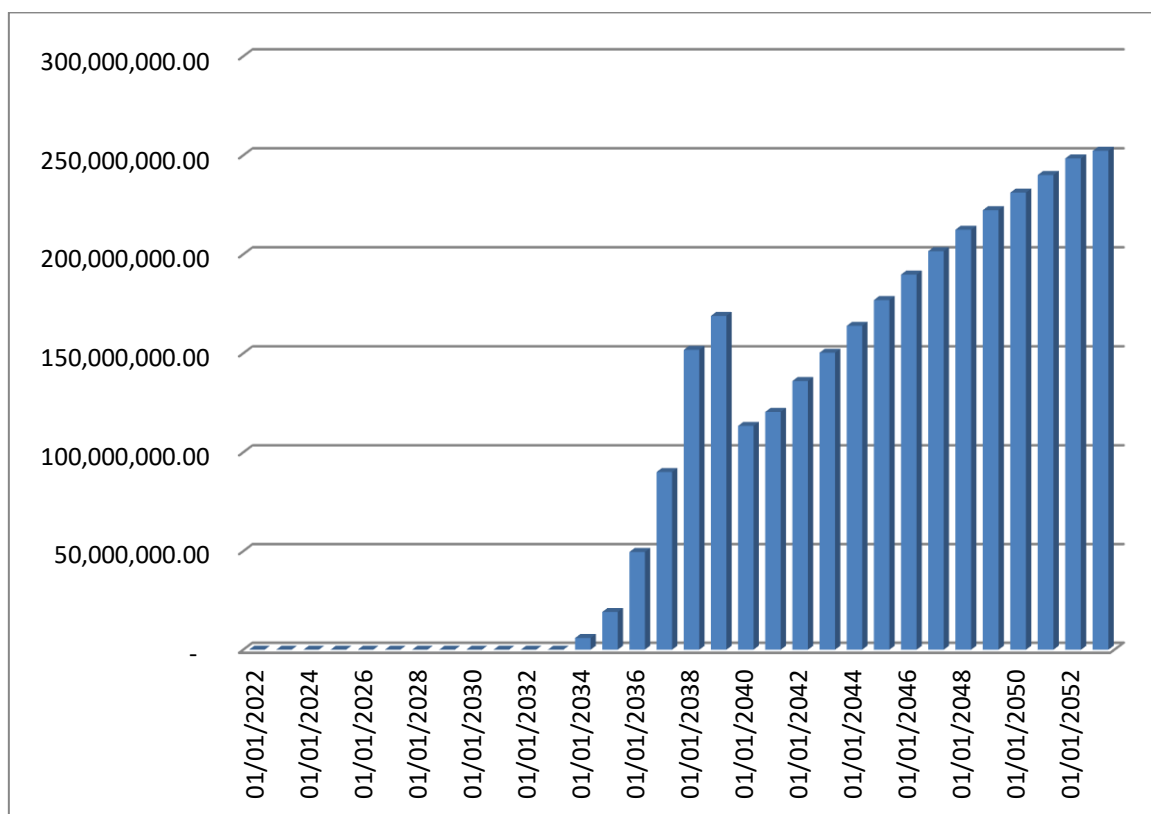
Années	VP au Point de mesure	Redevance	TAIR	TAID	TA IR A	TAIP provision abandon	Frais de formation	C G	CT	Assiette de l'IRH (Annuelle)	Rapport de base négative N-1	Assiette avec rapport	Tau x d'IR H	Montant d'IRH
2022	-	-	-	-	-	-	25 000,00	-	-	- 25 000,00	-	- 25 000,00	10%	-
2023	-	-	-	-	-	-	25 000,00	-	-	- 25 000,00	- 25 000,00	- 50 000,00	10%	-
2024	-	-	-	-	-	-	25 000,00	-	-	- 25 000,00	- 50 000,00	- 75 000,00	10%	-
2025	-	-	-	-	-	-	25 000,00	-	-	- 25 000,00	- 75 000,00	- 100 000,00	10%	-
2026	-	-	-	-	-	-	25 000,00	-	-	- 25 000,00	- 100 000,00	- 125 000,00	10%	-
2027	-	-	-	-	-	-	25 000,00	-	-	- 25 000,00	- 125 000,00	- 150 000,00	10%	-
2028	-	-	-	-	-	-	25 000,00	-	-	- 25 000,00	- 150 000,00	- 175 000,00	10%	-
2029	-	-	-	-	-	-	40 000,00	-	-	- 40 000,00	- 175 000,00	- 215 000,00	10%	-
2030	-	-	-	-	-	-	40 000,00	-	-	- 40 000,00	- 215 000,00	- 255 000,00	10%	-
2031	-	-	-	-	-	-	40 000,00	-	-	- 40 000,00	- 255 000,00	- 295 000,00	10%	-
2032	-	-	-	-	-	-	40 000,00	-	-	- 40 000,00	- 295 000,00	- 335 000,00	10%	-
2033	102 200 000,00	146 000,00	12 190 000,00	117 336 800,00	-	1 928 082,19	40 000,00	-	1 440 000,00	- 30 880 882,19	- 335 000,00	- 31 215 882,19	10%	-
2034	227 497 200,00	324 996,00	12 190 000,00	117 336 800,00	-	3 856 164,38	40 000,00	-	3 205 440,00	90 543 799,62	- 31 215 882,19	59 327 917,42	10%	5 932 791,74
2035	244 998 950,00	349 998,50	12 190 000,00	117 336 800,00	-	3 856 164,38	40 000,00	-	3 452 040,00	107 773 947,12	59 327 917,42	167 101 864,54	11%	19 133 095,60
2036	241 498 600,00	344 998,00	12 190 000,00	117 336 800,00	-	3 856 164,38	40 000,00	-	3 402 720,00	104 327 917,62	167 101 864,54	271 429 782,16	18%	49 561 239,85
2037	246 404 200,00	352 006,00	12 190 000,00	117 336 800,00	-	3 856 164,38	40 000,00	-	3 471 840,00	109 157 389,62	271 429 782,16	380 587 171,77	24%	90 026 975,06
2038	240 808 750,00	344 012,50	-	-	-	3 856 164,38	40 000,00	-	3 393 000,00	233 175 573,12	380 587 171,77	613 762 744,89	25%	151 742 717,29
2039	218 401 400,00	312 002,00	-	-	-	3 663 356,16	40 000,00	-	3 077 280,00	211 308 761,84	613 762 744,89	825 071 506,73	20%	168 899 890,87
2040	202 304 900,00	289 007,00	-	-	-	3 277 739,73	40 000,00	-	2 850 480,00	195 847 673,27	825 071 506,73	1 020 919 180,00	11%	113 323 795,70
2041	188 993 350,00	269 990,50	-	-	-	2 892 123,29	40 000,00	-	2 662 920,00	183 128 316,21	1 020 919 180,00	1 204 047 496,21	10%	120 404 749,62
2042	160 990 550,00	229 986,50	-	-	-	2 651 113,01	40 000,00	-	2 268 360,00	155 801 090,49	1 204 047 496,21	1 359 848 586,70	10%	135 984 858,67
2043	147 908 950,00	211 298,50	-	-	-	2 506 506,85	40 000,00	-	2 084 040,00	143 067 104,65	1 359 848 586,70	1 502 915 691,35	10%	150 291 569,13
2044	140 627 200,00	200 896,00	-	-	-	2 458 304,79	40 000,00	-	1 981 440,00	135 946 559,21	1 502 915 691,35	1 638 862 250,55	10%	163 886 225,06
2045	134 393 000,00	191 990,00	-	-	-	2 313 698,63	40 000,00	-	1 893 600,00	129 953 711,37	1 638 862 250,55	1 768 815 961,92	10%	176 881 596,19
2046	132 987 750,00	189 982,50	-	-	-	2 313 698,63	40 000,00	-	1 873 800,00	128 570 268,87	1 768 815 961,92	1 897 386 230,79	10%	189 738 623,08
2047	122 640 000,00	175 200,00	-	-	-	2 313 698,63	40 000,00	-	1 728 000,00	118 383 101,37	1 897 386 230,79	2 015 769 332,16	10%	201 576 933,22
2048	112 420 000,00	160 600,00	-	-	-	2 120 890,41	40 000,00	-	1 584 000,00	108 514 509,59	2 015 769 332,16	2 124 283 841,75	10%	212 428 384,18
2049	102 200 000,00	146 000,00	-	-	-	1 928 082,19	40 000,00	-	1 440 000,00	98 645 917,81	2 124 283 841,75	2 222 929 759,56	10%	222 292 975,96
2050	91 980 000,00	131 400,00	-	-	-	1 735 273,97	40 000,00	-	1 296 000,00	88 777 326,03	2 222 929 759,56	2 311 707 085,59	10%	231 170 708,56
2051	91 980 000,00	131 400,00	-	-	-	1 735 273,97	40 000,00	-	1 296 000,00	88 777 326,03	2 311 707 085,59	2 400 484 411,62	10%	240 048 441,16
2052	86 870 000,00	124 100,00	-	-	-	1 638 869,86	40 000,00	-	1 224 000,00	83 843 030,14	2 400 484 411,62	2 484 327 441,75	10%	248 432 744,18
2053	40 880 000,00	58 400,00	-	-	-	1 542 465,75	40 000,00	-	576 000,00	38 663 134,25	2 484 327 441,75	2 522 990 576,00	10%	252 299 057,60
Totaux	3 278 984 800,00	4 684 264,00	60 950 000,00	586 684 000,00	-	56 300 000,00	1 175 000,00	-	46 200 960,00					3 144 057 372,71

Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction Finances.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

On représente ci-dessous un graphique des résultats du montant d'IRH durant la période 2022 jusqu'à la fin du projet selon la loi N°19-13

Figure 15 : Présentation graphique du montant de l'IRH



Source : Établie par nos soins à partir des données de la direction Finances.

Le Tableau N°30 et la Figure N°15 traduisent le calcul du montant d'IRH applicable chaque année et sa variation respectivement. Nous constatons que le montant d'IRH augmente de 2034 à 2039, puis diminue durant l'année 2040. Il augmente encore une fois de 2041 jusqu'à la fin du projet atteignant une valeur maximale de 252 M\$.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

3.1.3.3. Comparaison entre la TRP et l'IRH

Le tableau ci-dessous représente une comparaison entre les montants la TRP et l'IRH durant la période 2022 jusqu'à la fin du projet selon les deux lois N°05-07 et N°19-13 respectivement :

Tableau 31 : Comparaison entre la TRP et l'IRH en \$

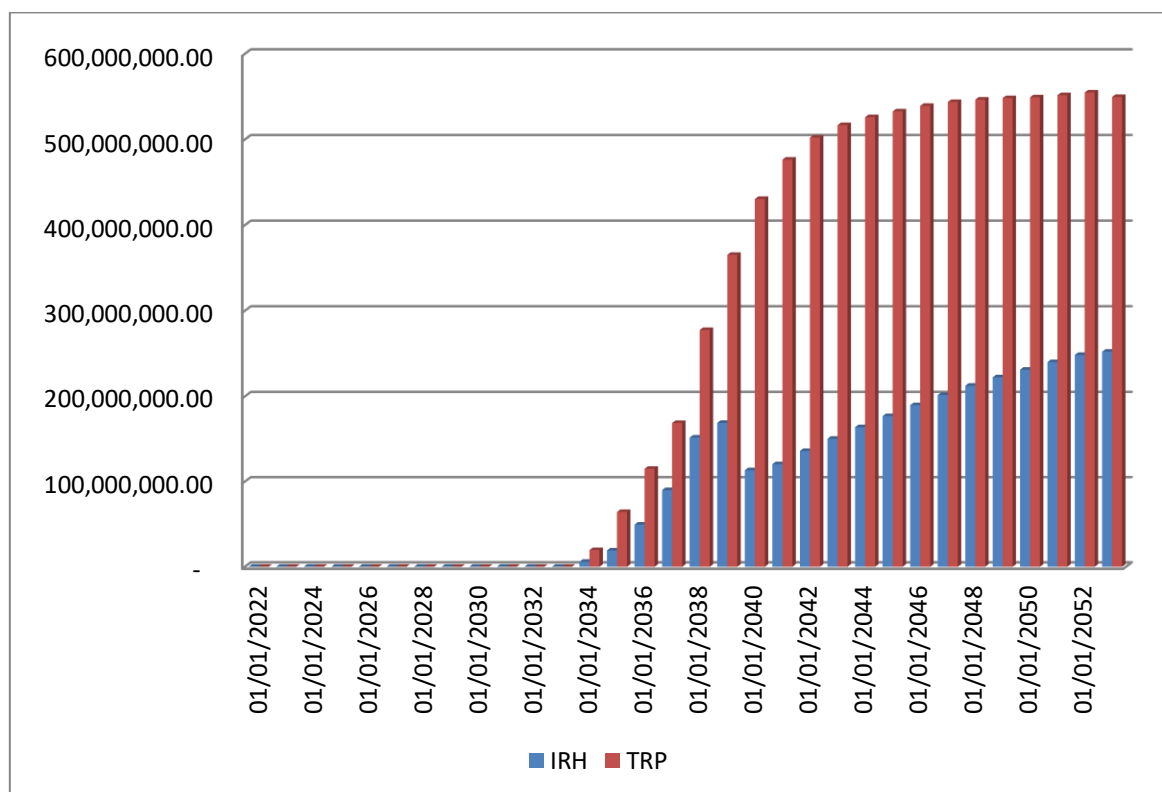
Année	TRP	IRH
21/01/2022	-	-
21/01/2023	-	-
21/01/2024	-	-
21/01/2025	-	-
21/01/2026	-	-
21/01/2027	-	-
21/01/2028	-	-
21/01/2029	-	-
21/01/2030	-	-
21/01/2031	-	-
21/01/2032	-	-
21/01/2033	-	-
21/01/2034	19 605 359,89	5 932 791,74
21/01/2035	64 354 409,29	19 133 095,60
21/01/2036	114 978 629,25	49 561 239,85
21/01/2037	168 834 234,98	90 026 975,06
21/01/2038	277 550 449,43	151 742 717,29
21/01/2039	365 321 251,25	168 899 890,87
21/01/2040	430 507 423,72	113 323 795,70
21/01/2041	476 494 285,08	120 404 749,62
21/01/2042	502 221 288,07	135 984 858,67
21/01/2043	516 731 080,91	150 291 569,13
21/01/2044	526 060 238,10	163 886 225,06
21/01/2045	532 723 099,57	176 881 596,19
21/01/2046	539 188 496,35	189 738 623,08
21/01/2047	543 745 671,18	201 576 933,22
21/01/2048	546 603 146,25	212 428 384,18
21/01/2049	548 295 781,19	222 292 975,96
21/01/2050	549 246 984,93	231 170 708,56
21/01/2051	551 721 647,13	240 048 441,16
21/01/2052	554 852 197,95	248 432 744,18
21/01/2053	549 601 182,19	252 299 057,60
TOTAL	8 378 636 856,72	3 144 057 372,71
Quotepart partenaire SONATRACH (51%)	4 273 104 796,93	1 603 469 260,08
Quotepart partenaire étranger (49%)	4 105 532 059,79	1 540 588 112,63

Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction Finances.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

On représente ci-dessous un graphique de comparaison entre TRP et IRH durant la période 2022 jusqu'à la fin du projet selon les deux lois N°05-07 et N°19-13.

Figure 16 : Comparaison entre les montants de TRP et l'IRH



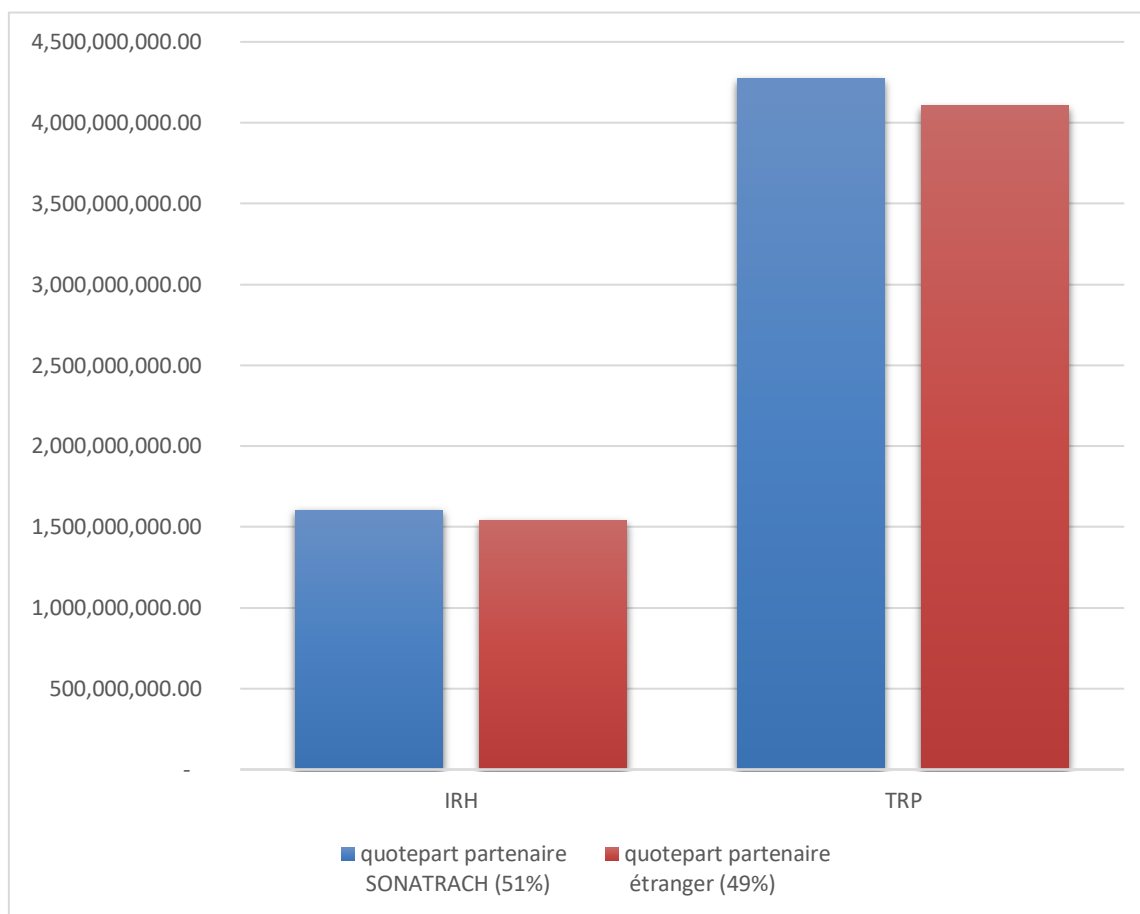
Source : Établie par nos soins à partir des données de la direction Finances.

Sur le graphique ci-dessus, on voit clairement que l'impôt sur le revenu prévu par la loi N° 19-13 est nettement inférieur à la taxe sur le revenu pétrolier prévue par la loi N° 05-07, modifiée et complétée cela peut s'expliquer par la différence entre les taux appliqués pour le calcul de la TRP (qui varient entre 30% et 70%) et l'IRH (qui varie entre 10% à 25%).

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

L'histogramme ci-dessous, donne une illustration de ce que nous venons d'interpréter.

Figure 17 : Le montant payé par SONATRACH et son associée



Source : Établie par nos soins à partir des données de la direction Finances.

Selon la Figure N°17, l'IRH à payer selon la loi N°19-13 est plus avantageux. Le partenaire étranger doit payer 1 540 588 112,63 \$ d'IRH en appliquant la loi N° 19-13 contre 4 105 532 059,79 \$ de TRP selon la loi N°05-07.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

3.1.4. L'Impôt Complémentaire sur le Résultat (ICR) / Impôt sur le Résultat (IR)

Nous présentons le calcul de l'ICR et l'IR sur le résultat selon les deux lois N°05-07 et N° 19-13 respectivement.

3.1.4.1. Calcul de l'ICR selon la loi N°05-07

L'ICR est un impôt dû par chaque personne impliquée dans le contrat de recherche et/ou d'exploitation d'hydrocarbures. Il prend en compte les dispositions de la loi sur les hydrocarbures ainsi que celles du code des impôts directs. L'assiette de l'ICR est déterminée par le revenu annuel généré à partir de l'exploitation d'un périmètre spécifique.

Comme nous l'avons montré précédemment, la TRP s'applique seulement sur le revenu réalisé par l'opérateur sur un périmètre donnée, tandis que l'ICR s'applique sur l'ensemble des activités de recherche et/ou d'exploitation auquel le contractant avait participé. Il faut préciser que l'ICR joue le rôle de IBS prévu en droit commun, pour cela il est calculé sur la base de profit réalisé en Algérie selon cette formule :

$$\text{ICR} = \text{chiffre d'affaire} \times \text{le taux de ICR}$$

$$\text{Chiffre d'affaire} = \text{Revenu pétrolier} - \text{les charges}$$

Pour le montant des charges à déduire de l'assiette d'imposition d'ICR nous distinguons :

- les dépenses d'investissements d'exploitation ;
- le coût de transport ;
- le coût d'exploitation ;
- le montant de TRP ;
- le montant de la redevance ;
- la taxe superficiaire.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Tableau 32 : Le calcul du montant d'ICR à payer au titre de chaque exercice en \$

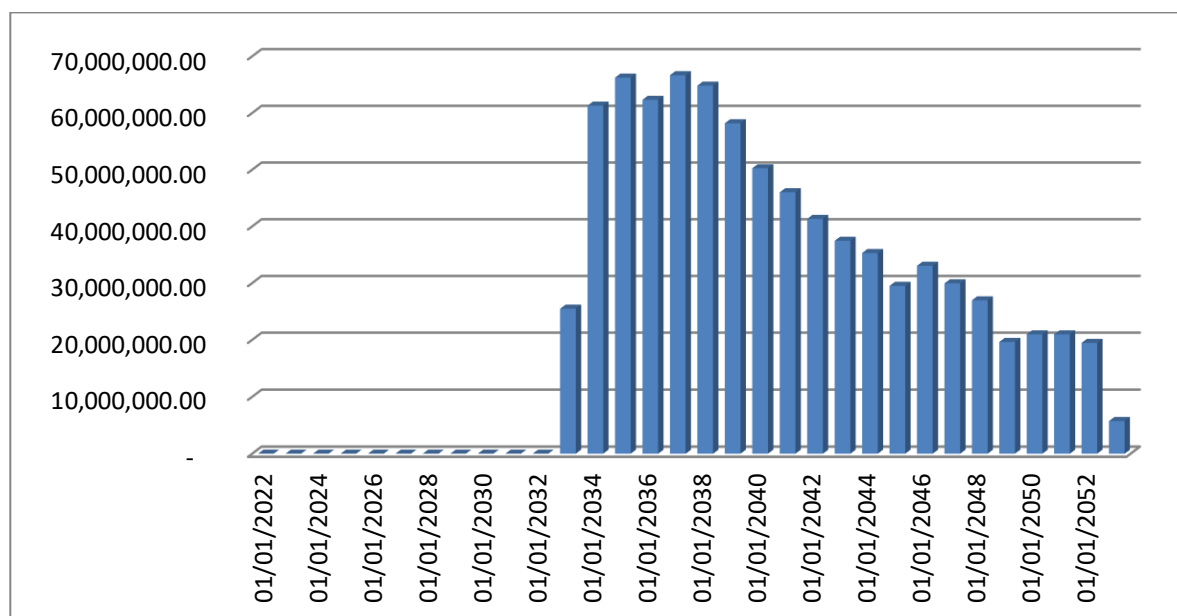
Années	VP	Coût d'exploitation	Inv. Recherche	Inv.dev + exploit	TSF	Montant de la redevance annuelle	Montant de la TRP annuelle	L'assiette d'ICR	Taux d'ICR	Montant d'ICR
2022	-	25 000,00	4 000 000,00	-	42 666,67	-	-	-	30%	-
2023	-	25 000,00	12 000 000,00	-	42 666,67	-	-	-	30%	-
2024	-	25 000,00	20 000 000,00	-	42 666,67	-	-	-	30%	-
2025	-	25 000,00	12 000 000,00	-	42 666,67	-	-	-	30%	-
2026	-	25 000,00	4 000 000,00	-	34 844,44	-	-	-	30%	-
2027	-	25 000,00	1 000 000,00	-	34 844,44	-	-	-	30%	-
2028	-	25 000,00	-	50 000 000,00	34 844,44	-	-	-	30%	-
2029	-	40 000,00	-	130 000 000,00	52 266,67	-	-	-	30%	-
2030	-	40 000,00	-	150 000 000,00	52 266,67	-	-	-	30%	-
2031	-	40 000,00	-	120 000 000,00	52 266,67	-	-	-	30%	-
2032	-	40 000,00	-	-	52 266,67	-	-	-	30%	-
2033	102 200 000,00	16 968 082,19	-	160 000,00	44 444,44	116 800,00	-	84 910 673,36	30%	25 473 202,01
2034	227 497 200,00	22 896 164,38	-	-	44 444,44	259 996,80	19 604 143,77	204 296 594,37	30%	61 288 978,31
2035	244 998 950,00	23 896 164,38	-	-	44 444,44	279 998,80	64 344 661,05	220 778 342,37	30%	66 233 502,71
2036	241 498 600,00	23 896 164,38	-	9 600 000,00	44 444,44	275 998,40	114 955 991,90	207 681 992,77	30%	62 304 597,83
2037	246 404 200,00	23 896 164,38	-	-	44 444,44	281 604,80	168 798 833,14	222 181 986,37	30%	66 654 595,91
2038	240 808 750,00	24 426 179,20	-	-	44 444,44	275 210,00	277 492 960,43	216 062 916,36	30%	64 818 874,91
2039	218 401 400,00	24 184 067,28	-	-	44 444,44	249 601,60	365 255 850,52	193 923 286,68	30%	58 176 986,00
2040	202 304 900,00	23 763 013,80	-	10 800 000,00	44 444,44	231 205,60	430 449 420,72	167 466 236,16	30%	50 239 870,85
2041	188 993 350,00	23 348 123,29	-	12 000 000,00	44 444,44	215 992,40	476 454 964,13	153 384 789,87	30%	46 015 436,96
2042	160 990 550,00	23 045 483,38	-	-	44 444,44	183 989,20	502 206 824,73	137 716 632,97	30%	41 314 989,89
2043	147 908 950,00	22 872 065,37	-	-	44 444,44	169 038,80	516 743 871,39	124 823 401,39	30%	37 447 020,42
2044	140 627 200,00	22 807 839,61	-	-	44 444,44	160 716,80	526 099 726,48	117 614 199,15	30%	35 284 259,74
2045	134 393 000,00	22 649 520,85	-	13 200 000,00	44 444,44	153 592,00	532 787 520,93	98 345 442,70	30%	29 503 632,81
2046	132 987 750,00	22 646 439,37	-	-	44 444,44	151 986,00	539 275 814,18	110 144 880,18	30%	33 043 464,06
2047	122 640 000,00	22 623 636,41	-	-	44 444,44	140 160,00	543 853 536,85	99 831 759,15	30%	29 949 527,74
2048	112 420 000,00	22 408 333,37	-	-	44 444,44	128 480,00	546 729 535,03	89 838 742,18	30%	26 951 622,65
2049	102 200 000,00	22 193 030,34	-	14 400 000,00	44 444,44	116 800,00	548 438 678,22	65 445 725,22	30%	19 633 717,56
2050	91 980 000,00	21 977 727,31	-	-	44 444,44	105 120,00	549 404 285,22	69 852 708,25	30%	20 955 812,47
2051	91 980 000,00	21 977 727,31	-	-	44 444,44	105 120,00	551 892 419,44	69 852 708,25	30%	20 955 812,47
2052	86 870 000,00	21 870 075,79	-	-	44 444,44	99 280,00	555 034 966,96	64 856 199,77	30%	19 456 859,93
2053	40 880 000,00	21 672 445,01	-	-	44 444,44	46 720,00	549 791 735,82	19 116 390,54	30%	5 734 917,16
Totaux	3 278 984 800,00	476 353 447,41	53 000 000,00	510 160 000,00	1 417 600,00	3 747 411,20	8 379 615 740,93	2 738 125 608,06	-	821 437 682,42

Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction Finances.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

La présentation graphique ci-après représente les résultats du montant d'ICR selon la loi N°05-07.

Figure 18 : Présentation graphique du montant d'ICR



Source : Établie par nos soins à partir des données de la direction Finances.

Le montant d'ICR commence dès le début de la réalisation de chiffre d'affaire à savoir la 1^{ère} année de production. Le montant de l'ICR varie en fonction de la valeur de production (plus la production est importante, plus l'impôt à payer est grand). L'assiette de calcul de cet impôt ne prend pas en charge toutes les taxes payées auparavant sinon le principe de la surtaxation s'impose.

3.1.4.2. Calcul de l'IR selon la loi N° 19-13

Nous calculons le dernier impôt défini par cette loi, l'IR. Pour cela, il est nécessaire de commencer par déterminer la somme des taxes prélevées (prises) par l'État chaque année sur la valeur de la production annuelle.

L'assiette de l'IR est constituée par le résultat de l'exercice lors de l'exploitation d'un périmètre donné. La formule de calcul est la suivante :

$$\text{IR} = \text{Résultat total de l'entreprise} \times 30\%$$

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Tableau 33 : Le montant de l'IR à payer au titre de chaque exercice en \$

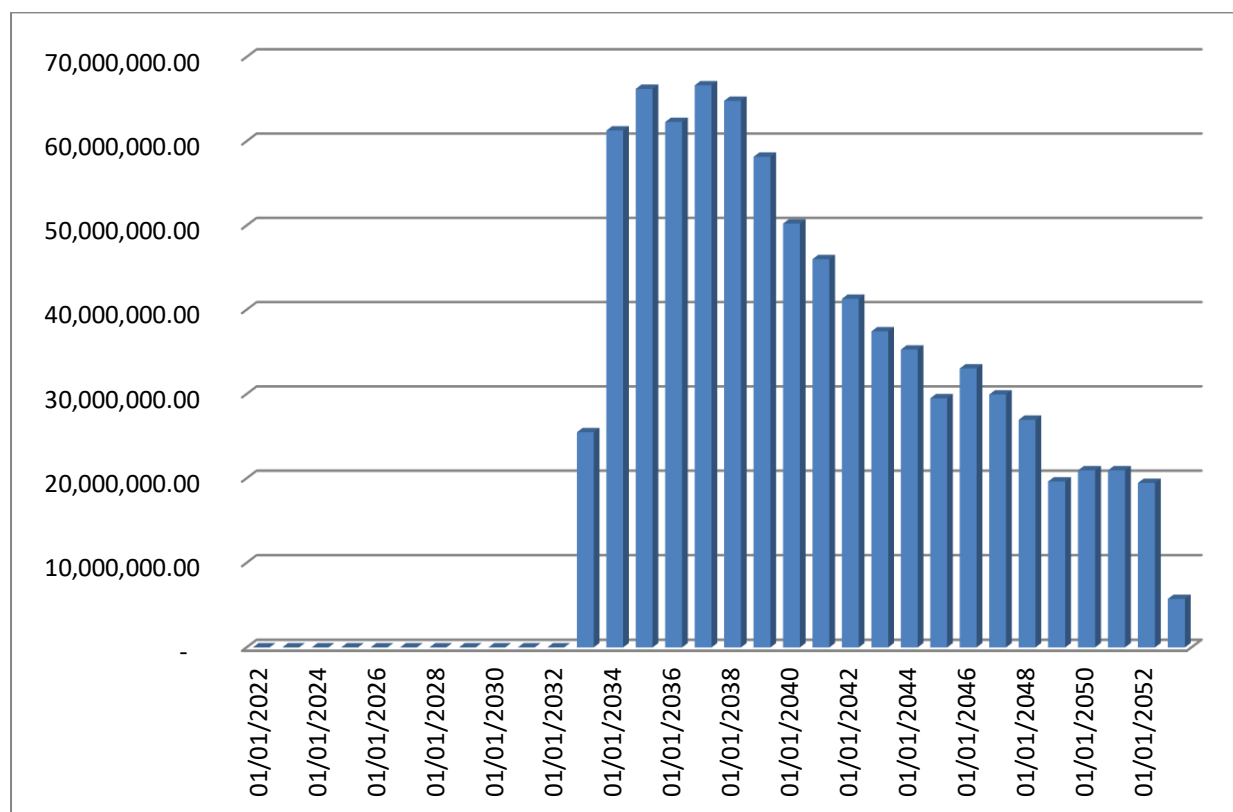
Années	VP	Coût d'exploitation	Inv. Recherche	Inv.dev + exploit	TSF	Montant de la redevance annuelle	Montant de l'IRH annuelle	L'assiette d'IR	Taux d'IR	Montant de l'IR
2022	-	25 000,00	4 000 000,00	-	62 222,22	-	-	-	30%	-
2023	-	25 000,00	12 000 000,00	-	62 222,22	-	-	-	30%	-
2024	-	25 000,00	20 000 000,00	-	62 222,22	-	-	-	30%	-
2025	-	25 000,00	12 000 000,00	-	62 222,22	-	-	-	30%	-
2026	-	25 000,00	4 000 000,00	-	60 977,78	-	-	-	30%	-
2027	-	25 000,00	1 000 000,00	-	60 977,78	-	-	-	30%	-
2028	-	25 000,00	-	50 000 000,00	60 977,78	-	-	-	30%	-
2029	-	40 000,00	-	130 000 000,00	60 977,78	-	-	-	30%	-
2030	-	40 000,00	-	150 000 000,00	60 977,78	-	-	-	30%	-
2031	-	40 000,00	-	120 000 000,00	60 977,78	-	-	-	30%	-
2032	-	40 000,00	-	-	60 977,78	-	-	-	30%	-
2033	102 200 000,00	16 968 082,19	-	160 000,00	55 555,56	146 000,00	-	84 870 362,25	30%	25 461 108,68
2034	227 497 200,00	22 896 164,38	-	-	55 555,56	324 996,00	5 942 211,66	204 220 484,06	30%	61 266 145,22
2035	244 998 950,00	23 896 164,38	-	-	55 555,56	349 998,50	19 333 200,32	220 697 231,56	30%	66 209 169,47
2036	241 498 600,00	23 896 164,38	-	9 600 000,00	55 555,56	344 998,00	52 580 917,37	207 601 882,06	30%	62 280 564,62
2037	246 404 200,00	23 896 164,38	-	-	55 555,56	352 006,00	104 044 367,66	222 100 474,06	30%	66 630 142,22
2038	240 808 750,00	24 426 179,20	-	-	55 555,56	344 012,50	209 743 918,41	215 983 002,75	30%	64 794 900,82
2039	218 401 400,00	24 184 067,28	-	-	55 555,56	312 002,00	324 475 884,35	193 849 775,17	30%	58 154 932,55
2040	202 304 900,00	23 763 013,80	-	10 800 000,00	55 555,56	289 007,00	428 857 769,96	167 397 323,64	30%	50 219 197,09
2041	188 993 350,00	23 348 123,29	-	12 000 000,00	55 555,56	269 990,50	521 174 303,41	153 319 680,66	30%	45 995 904,20
2042	160 990 550,00	23 045 483,38	-	-	55 555,56	229 986,50	599 929 188,83	137 659 524,56	30%	41 297 857,37
2043	147 908 950,00	22 872 065,37	-	-	55 555,56	211 298,50	660 321 368,29	124 770 030,58	30%	37 431 009,17
2044	140 627 200,00	22 807 839,61	-	-	55 555,56	200 896,00	704 397 102,81	117 562 908,84	30%	35 268 872,65
2045	134 393 000,00	22 649 520,85	-	13 200 000,00	55 555,56	191 990,00	708 969 977,10	98 295 933,59	30%	29 488 780,08
2046	132 987 750,00	22 646 439,37	-	-	55 555,56	189 982,50	719 795 881,13	110 095 772,57	30%	33 028 731,77
2047	122 640 000,00	22 623 636,41	-	-	55 555,56	175 200,00	705 321 373,06	99 785 608,04	30%	29 935 682,41
2048	112 420 000,00	22 408 333,37	-	-	55 555,56	160 600,00	664 567 608,33	89 795 511,07	30%	26 938 653,32
2049	102 200 000,00	22 193 030,34	-	14 400 000,00	55 555,56	146 000,00	576 070 314,89	65 405 414,10	30%	19 621 624,23
2050	91 980 000,00	21 977 727,31	-	-	55 555,56	131 400,00	483 797 934,84	69 815 317,14	30%	20 944 595,14
2051	91 980 000,00	21 977 727,31	-	-	55 555,56	131 400,00	375 145 595,84	69 815 317,14	30%	20 944 595,14
2052	86 870 000,00	21 870 075,79	-	-	55 555,56	124 100,00	248 525 261,46	64 820 268,66	30%	19 446 080,60
2053	40 880 000,00	21 672 445,01	-	-	55 555,56	58 400,00	252 392 742,88	19 093 599,43	30%	5 728 079,83
Totaux	3 278 984 800,00	476 353 447,41	53 000 000,00	510 160 000,00	1 842 400,00	4 684 264,00	8 365 386 922,60	2 736 955 421,93		821 086 626,58

Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction finances.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Une présentation graphique ci-après représente les résultats du montant de l'IR selon la loi N°19-13 :

Figure 19 : Présentation graphique du montant de l'IR



Source : Établie par nos soins à partir des données de la direction finances.

D'après le Tableau N°33 et la Figure N°19, nous constatons que le montant de l'IR croît à partir de 2033, il atteint une valeur maximale de 66 M\$ en 2037, puis décroît progressivement pour atteindre une valeur moyenne de 5 M\$ en 2038 jusqu'à la fin du projet sous un taux fixe de 30%.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

3.1.4.3. Comparaison entre l'ICR et l'IR

Le tableau ci-dessous représente une comparaison entre les montants d'ICR et l'IR durant la période 2022 jusqu'à la fin du projet selon les deux lois N°05-07 et N°19-13 respectivement :

Tableau 34 : Comparaison entre les montants d'ICR et de l'IR en \$

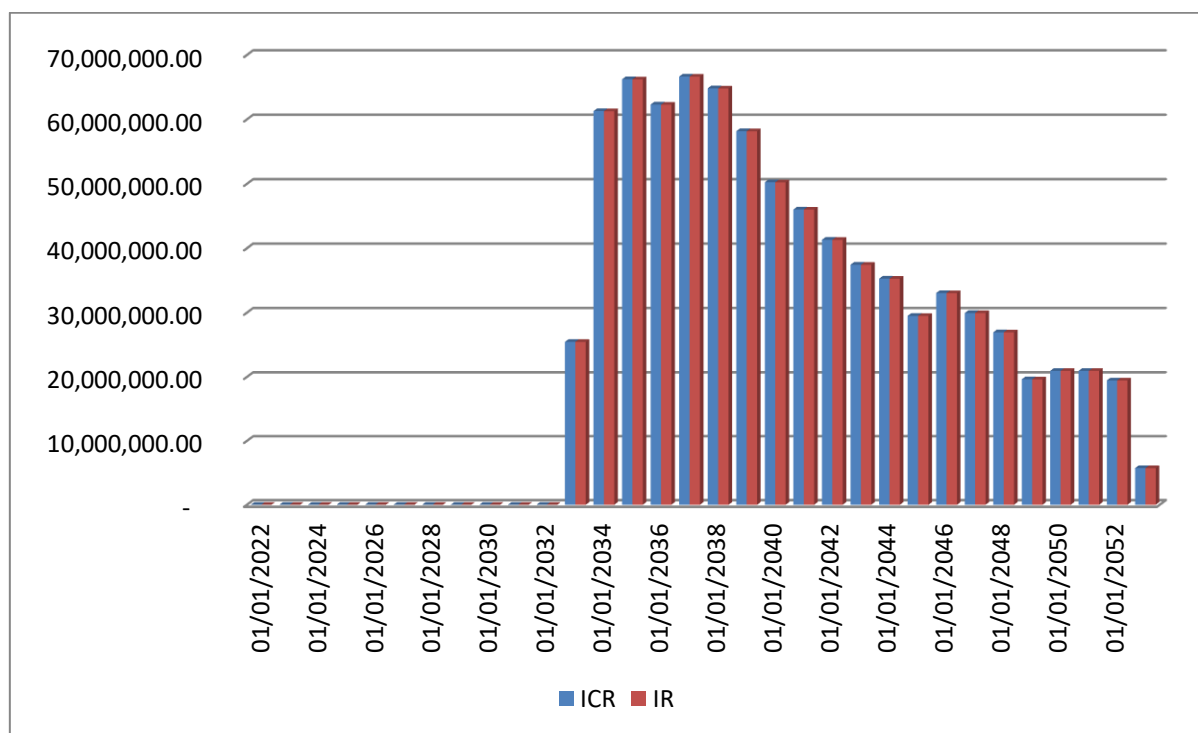
Années	ICR	IR
21/01/2022	-	-
21/01/2023	-	-
21/01/2024	-	-
21/01/2025	-	-
21/01/2026	-	-
21/01/2027	-	-
21/01/2028	-	-
21/01/2029	-	-
21/01/2030	-	-
21/01/2031	-	-
21/01/2032	-	-
21/01/2033	25 473 202,01	25 461 108,68
21/01/2034	61 288 978,31	61 266 145,22
21/01/2035	66 233 502,71	66 209 169,47
21/01/2036	62 304 597,83	62 280 564,62
21/01/2037	66 654 595,91	66 630 142,22
21/01/2038	64 818 874,91	64 794 900,82
21/01/2039	58 176 986,00	58 154 932,55
21/01/2040	50 239 870,85	50 219 197,09
21/01/2041	46 015 436,96	45 995 904,20
21/01/2042	41 314 989,89	41 297 857,37
21/01/2043	37 447 020,42	37 431 009,17
21/01/2044	35 284 259,74	35 268 872,65
21/01/2045	29 503 632,81	29 488 780,08
21/01/2046	33 043 464,06	33 028 731,77
21/01/2047	29 949 527,74	29 935 682,41
21/01/2048	26 951 622,65	26 938 653,32
21/01/2049	19 633 717,56	19 621 624,23
21/01/2050	20 955 812,47	20 944 595,14
21/01/2051	20 955 812,47	20 944 595,14
21/01/2052	19 456 859,93	19 446 080,60
21/01/2053	5 734 917,16	5 728 079,83
TOTAL	821 437 682,42	821 086 626,58
Quotepart partenaire	SONATRACH (51%)	418 933 218,03
	étranger (49%)	402 504 464,38
		402 332 447,02

Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction finances.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

On représente ci-dessous un graphique de comparaison entre ICR et IR durant la période 2022 jusqu'à la fin du projet selon les deux lois N°05-07 et N°19-13 respectivement :

Figure 20 : Comparaison entre les montants de l'ICR et de l'IR



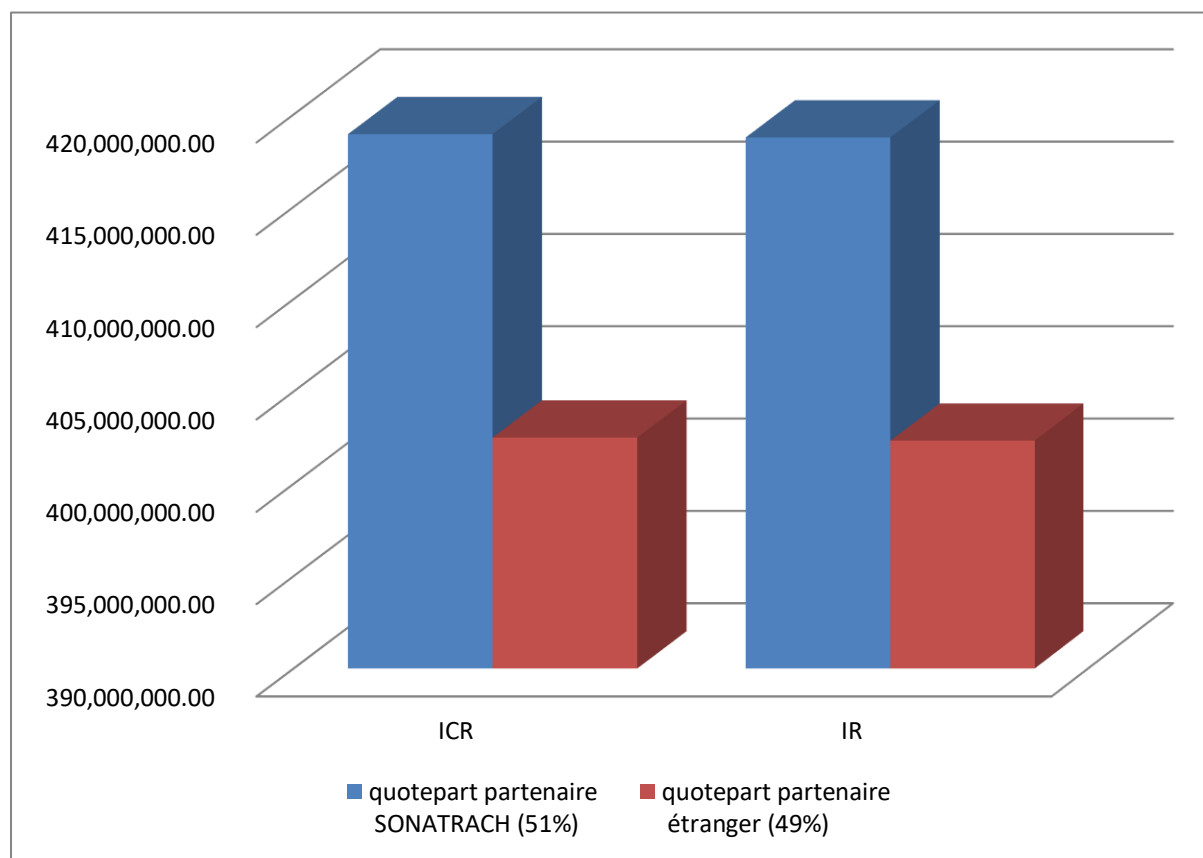
Source : Établie par nos soins à partir des données communiquées par la structure de la direction finances.

D'après le Tableau N°34 et la Figure N°20, il apparaît clairement que l'impôt sur le résultat prévu par la loi N°19-13 est légèrement inférieur à l'impôt complémentaire sur le résultat prévu par la loi N°05-07.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

L'histogramme ci-dessous, donne une illustration de ce que nous venons d'interpréter.

Figure 21 : Le montant payé par SONATRACH et son associée



Source : Établie par nos soins à partir des données de la direction finances.

Selon la Figure N°21, l'IR à payer selon la loi N°19-13 est plus avantageux. Le partenaire étranger doit payer 402 332 447,02 \$ d'IR en appliquant la loi N° 19-13 contre 402 504 464,38 \$ de l'ICR selon la loi N°05-07.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

4. Le produit fiscal de l'application des taxes selon les deux lois N°05-07 et N°19-13

Nous présentons le calcul du montant total des produits fiscaux du projet sur le résultat selon les deux lois N°05-07 et N° 19-13 respectivement.

4.1. Les produits fiscaux selon la loi N° 05-07

On présente ci-dessous un tableau qui traduit la totalité des taxes sous le régime fiscal de la loi N°05-07 (TSF, Redevance, TRP et ICR).

Tableau 35 : Les montant total des produits fiscaux du projet selon la loi N°05-07 en \$

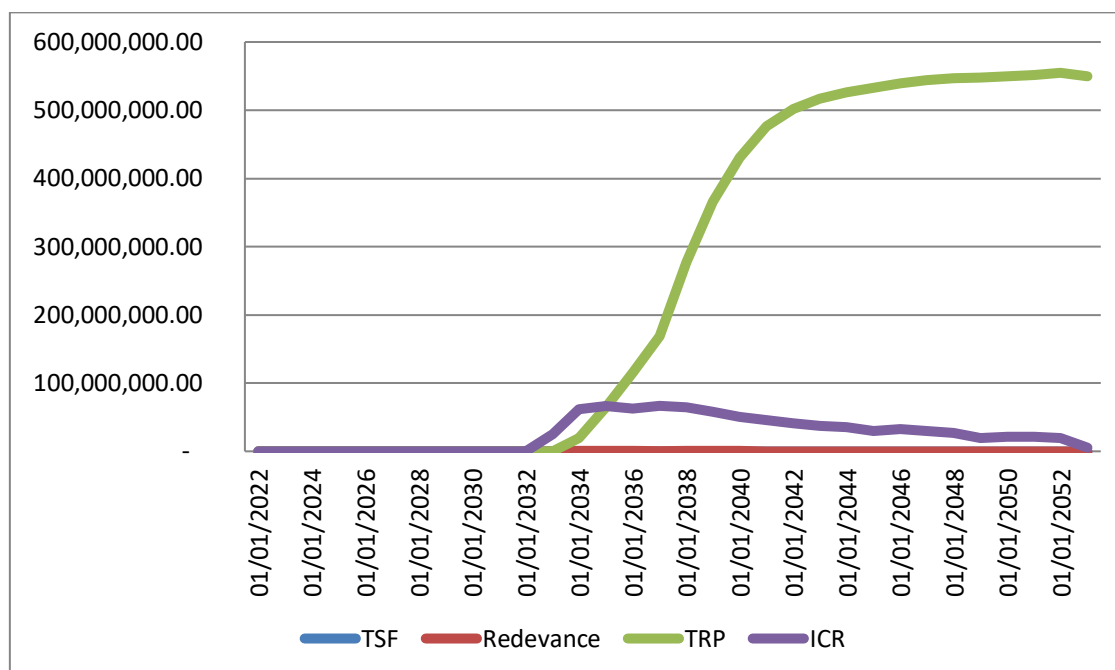
Années	TSF	Redevance	TRP	ICR	TOTAL TAXE
21/01/2022	42 666,67	-	-	-	42 666,67
21/01/2023	42 666,67	-	-	-	42 666,67
21/01/2024	42 666,67	-	-	-	42 666,67
21/01/2025	42 666,67	-	-	-	42 666,67
21/01/2026	34 844,44	-	-	-	34 844,44
21/01/2027	34 844,44	-	-	-	34 844,44
21/01/2028	34 844,44	-	-	-	34 844,44
21/01/2029	52 266,67	-	-	-	52 266,67
21/01/2030	52 266,67	-	-	-	52 266,67
21/01/2031	52 266,67	-	-	-	52 266,67
21/01/2032	52 266,67	-	-	-	52 266,67
21/01/2033	44 444,44	116 800,00	-	25 473 202,01	25 634 446,45
21/01/2034	44 444,44	259 996,80	19605359,89	61 288 978,31	81 198 779,44
21/01/2035	44 444,44	279 998,80	64354409,29	66 233 502,71	130 912 355,24
21/01/2036	44 444,44	275 998,40	114978629,2	62 304 597,83	177 603 669,92
21/01/2037	44 444,44	281 604,80	168834235	66 654 595,91	235 814 880,14
21/01/2038	44 444,44	275 210,00	277550449,4	64 818 874,91	342 688 978,79
21/01/2039	44 444,44	249 601,60	365321251,2	58 176 986,00	423 792 283,30
21/01/2040	44 444,44	231 205,60	430507423,7	50 239 870,85	481 022 944,61
21/01/2041	44 444,44	215 992,40	476494285,1	46 015 436,96	522 770 158,89
21/01/2042	44 444,44	183 989,20	502221288,1	41 314 989,89	543 764 711,61
21/01/2043	44 444,44	169 038,80	516731080,9	37 447 020,42	554 391 584,57
21/01/2044	44 444,44	160 716,80	526060238,1	35 284 259,74	561 549 659,08
21/01/2045	44 444,44	153 592,00	532723099,6	29 503 632,81	562 424 768,83
21/01/2046	44 444,44	151 986,00	539188496,4	33 043 464,06	572 428 390,85
21/01/2047	44 444,44	140 160,00	543745671,2	29 949 527,74	573 879 803,37
21/01/2048	44 444,44	128 480,00	546603146,3	26 951 622,65	573 727 693,35
21/01/2049	44 444,44	116 800,00	548295781,2	19 633 717,56	568 090 743,20
21/01/2050	44 444,44	105 120,00	549246984,9	20 955 812,47	570 352 361,85
21/01/2051	44 444,44	105 120,00	551721647,1	20 955 812,47	572 827 024,05
21/01/2052	44 444,44	99 280,00	554852198	19 456 859,93	574 452 782,33
21/01/2053	44 444,44	46 720,00	549601182,2	5 734 917,16	555 427 263,79
Totaux	1 417 600,00	3 747 411,20	8378636857	821 437 682,42	9 205 239 550,34

Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction finances.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Nous représentons ci-dessous un graphique des résultats du montant total de chaque taxe (TSF, Redevance, TRP et ICR) de la période 2022 jusqu'à la fin du projet selon la loi N°05-07.

Figure 22 : Représentation graphique des produits fiscaux selon la loi N°05-07



Source : Établie par nos soins à partir des données de la direction finances.

Le Tableau N°35 et la Figure N°22 ci-dessus représentent l'évolution de l'ensemble des fiscalités payées par SONATRACH et son associé étranger pendant 32ans (2022-2053) à savoir :

- la taxe sur le revenu pétrolier sur le résultat global du projet, représente une augmentation importante de 2038 à 2053 avec un montant maximum 555 M\$;
- l'impôt complémentaires du projet sur le résultat globale du projet, représente une augmentation progressive de 2032 à 2038, à partir de l'année 2039 il diminue jusqu'à la fin du projet ;
- la taxe superficielle augmente largement jusqu'à 2033, puis se stabilise et reste fixe avec un montant de 44 444,44 \$ jusqu'à la fin du projet ;
- la redevance est largement croissante depuis 2033 jusqu'à 2041, puis décroît les autres années qui restantes.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

4.2. Les produits fiscaux selon la loi N°19-13

Le tableau ci-dessous qui traduit la totalité des taxes sous le régime fiscal de la loi N°19-13 (TSF, Redevance, IRH et IR).

Tableau 36 : Les montant total des produits fiscaux du projet selon la loi N°19-13 en \$

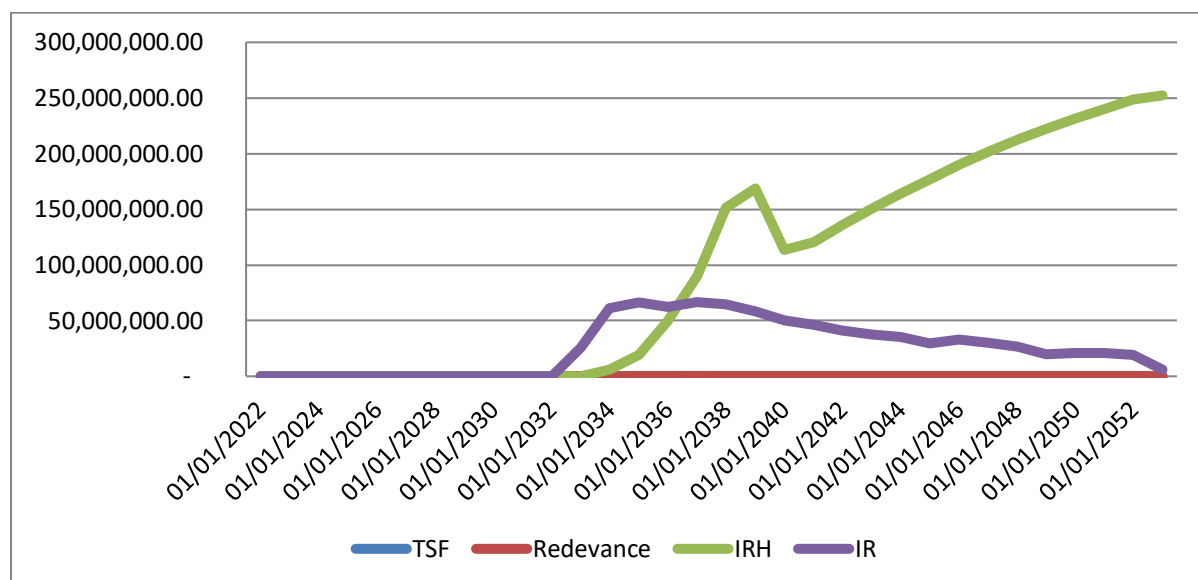
Années	TSF	Redevance	IRH	IR	TOTAL TAXE
21/01/2022	62 222,22	-	-	-	62 222,22
21/01/2023	62 222,22	-	-	-	62 222,22
21/01/2024	62 222,22	-	-	-	62 222,22
21/01/2025	62 222,22	-	-	-	62 222,22
21/01/2026	60 977,78	-	-	-	60 977,78
21/01/2027	60 977,78	-	-	-	60 977,78
21/01/2028	60 977,78	-	-	-	60 977,78
21/01/2029	60 977,78	-	-	-	60 977,78
21/01/2030	60 977,78	-	-	-	60 977,78
21/01/2031	60 977,78	-	-	-	60 977,78
21/01/2032	60 977,78	-	-	-	60 977,78
21/01/2033	55 555,56	146 000,00	-	25 461 108,68	25 607 108,68
21/01/2034	55 555,56	324 996,00	5 932 791,74	61 266 145,22	67 579 488,52
21/01/2035	55 555,56	349 998,50	19 133 095,60	66 209 169,47	85 747 819,12
21/01/2036	55 555,56	344 998,00	49 561 239,85	62 280 564,62	112 242 358,03
21/01/2037	55 555,56	352 006,00	90 026 975,06	66 630 142,22	157 064 678,83
21/01/2038	55 555,56	344 012,50	151 742 717,29	64 794 900,82	216 937 186,17
21/01/2039	55 555,56	312 002,00	168 899 890,87	58 154 932,55	227 422 380,97
21/01/2040	55 555,56	289 007,00	113 323 795,70	50 219 197,09	163 887 555,35
21/01/2041	55 555,56	269 990,50	120 404 749,62	45 995 904,20	166 726 199,87
21/01/2042	55 555,56	229 986,50	135 984 858,67	41 297 857,37	177 568 258,09
21/01/2043	55 555,56	211 298,50	150 291 569,13	37 431 009,17	187 989 432,36
21/01/2044	55 555,56	200 896,00	163 886 225,06	35 268 872,65	199 411 549,26
21/01/2045	55 555,56	191 990,00	176 881 596,19	29 488 780,08	206 617 921,83
21/01/2046	55 555,56	189 982,50	189 738 623,08	33 028 731,77	223 012 892,91
21/01/2047	55 555,56	175 200,00	201 576 933,22	29 935 682,41	231 743 371,18
21/01/2048	55 555,56	160 600,00	212 428 384,18	26 938 653,32	239 583 193,05
21/01/2049	55 555,56	146 000,00	222 292 975,96	19 621 624,23	242 116 155,74
21/01/2050	55 555,56	131 400,00	231 170 708,56	20 944 595,14	252 302 259,26
21/01/2051	55 555,56	131 400,00	240 048 441,16	20 944 595,14	261 179 991,86
21/01/2052	55 555,56	124 100,00	248 432 744,18	19 446 080,60	268 058 480,33
21/01/2053	55 555,56	58 400,00	252 299 057,60	5 728 079,83	258 141 092,99
Totaux	1 842 400,00	4 684 264,00	3 144 057 372,71	821 086 626,58	3 971 670 663,29

Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction finances.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

On représente ci-dessous un graphique traduisant les résultats du montant total de chaque taxe (TSF, Redevance, IRH et IR) durant la période 2022 jusqu'à la fin du projet selon la loi N°19-13.

Figure 23 : Représentation graphique des produits fiscaux selon la loi N°19-13



Source : Établie par nos soins à partir des données de la direction finances.

Le Tableau N°36 et la Figure N°23 ci-dessus représentent l'évolution de l'ensemble des fiscalités payées par SONATRACH et son associé étranger pendant 32ans (2022 à 2053) à savoir :

- l'impôt sur le revenu des hydrocarbures sur le résultat global du projet, augmente de façon conséquente depuis 2032 jusqu'à 2038 et il décroît à partir de 2039 jusqu'à 2040, puis recommence à augmenter une autre fois jusqu'à la fin de projet pour atteindre une valeur maximal de 250 M\$;
- l'impôt sur le résultat sur le résultat globale du projet, suit une augmentation importante depuis 2032 jusqu'à 2038, puis s'ensuit une décroissance notable jusqu'à la fin du projet ;
- la taxe superficielle suit une fonction largement croissante jusqu'à 2033, puis stabilise et reste fixe avec un montant 55 555,56 \$ jusqu'à la fin du projet;
- la redevance est largement croissante de 2033 à 2041, puis décroît pour les autres années qui restantes.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

4.3. Comparaison entre les produits fiscaux selon les deux lois

Le tableau ci-dessous représente une comparaison du montant total des taxes selon les deux lois N°05-07 et N°19-13 respectivement.

Tableau 37 : Comparaison entre les produits fiscaux selon les deux lois

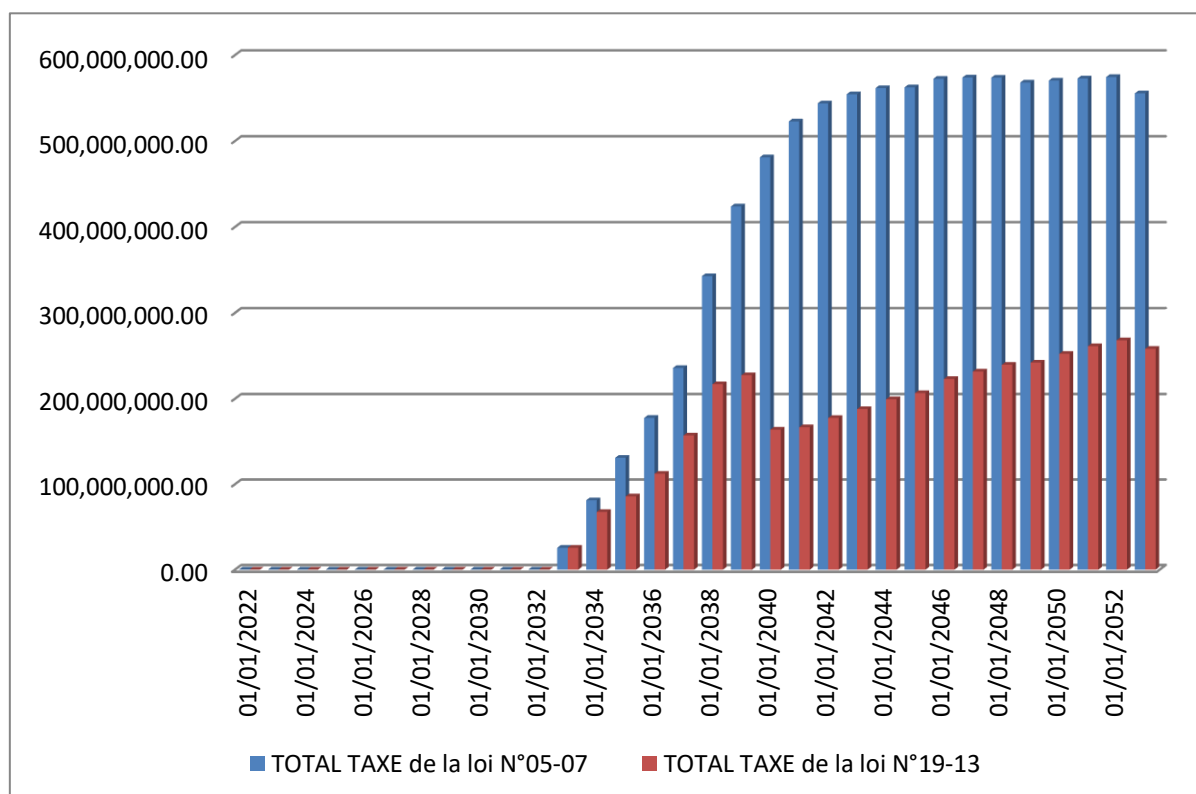
Années	TOTAL TAXE de la loi N°05-07	TOTAL TAXE de la loi N°19-13
21/01/2022	42 666,67	62 222,22
21/01/2023	42 666,67	62 222,22
21/01/2024	42 666,67	62 222,22
21/01/2025	42 666,67	62 222,22
21/01/2026	34 844,44	60 977,78
21/01/2027	34 844,44	60 977,78
21/01/2028	34 844,44	60 977,78
21/01/2029	52 266,67	60 977,78
21/01/2030	52 266,67	60 977,78
21/01/2031	52 266,67	60 977,78
21/01/2032	52 266,67	60 977,78
21/01/2033	25 634 446,45	25 607 108,68
21/01/2034	81 198 779,44	67 579 488,52
21/01/2035	130 912 355,24	85 747 819,12
21/01/2036	177 603 669,92	112 242 358,03
21/01/2037	235 814 880,14	157 064 678,83
21/01/2038	342 688 978,79	216 937 186,17
21/01/2039	423 792 283,30	227 422 380,97
21/01/2040	481 022 944,61	163 887 555,35
21/01/2041	522 770 158,89	166 726 199,87
21/01/2042	543 764 711,61	177 568 258,09
21/01/2043	554 391 584,57	187 989 432,36
21/01/2044	561 549 659,08	199 411 549,26
21/01/2045	562 424 768,83	206 617 921,83
21/01/2046	572 428 390,85	223 012 892,91
21/01/2047	573 879 803,37	231 743 371,18
21/01/2048	573 727 693,35	239 583 193,05
21/01/2049	568 090 743,20	242 116 155,74
21/01/2050	570 352 361,85	252 302 259,26
21/01/2051	572 827 024,05	261 179 991,86
21/01/2052	574 452 782,33	268 058 480,33
21/01/2053	555 427 263,79	258 141 092,99
Totaux	9 205 239 550,34	3 971 615 107,74

Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction finances.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Pour comprendre le tableau N°37, nous proposons ci-dessous un graphique qui illustre les différents montants des résultats du totaux des taxes à payer pour chacune des deux lois pour la période allant de 2022 à la fin du projet.

Figure 24 : Présentations graphique entre les produits fiscaux selon les deux lois



Source : Établie par nos soins à partir des données de la direction finances.

Sur la Figure N°24, nous constatons que les résultats totaux des taxes selon la nouvelle loi N° 19-13 sont clairement inférieurs à ceux de la loi N° 05-07, modifiée et complétée, durant toute la période du projet. Cela peut s'expliquer par la différence entre les dispositions fiscale propres à chaque loi.

Il est claire que le total des taxes à payer selon la loi N°19-13 est plus avantageux par rapport à celui qui devrait être payée selon la loi N°05-07, où le partenaire étranger et SONATRACH payent plus sous le régime fiscale de la loi N°05-07.

Section 3 : Le calcul des paramètres de rentabilité liés au projet étudié selon les deux lois N°05-07 et N°19-13

Afin de déterminer la rentabilité de projet engagé, la question de son évaluation se pose. L'une des méthodes est de comparer l'ensemble des recettes et les dépenses inhérentes au projet pétrolier. Comme tous les paramètres nécessaires pour évaluer la rentabilité du projet sont connus, nous sommes en mesure d'appliquer différents outils d'évaluation que nous avons étudiés dans le chapitre. Ainsi l'objectif de cette section est d'utiliser des outils pour déterminer la viabilité et la rentabilité du projet de la SONATRACH.

- Les Cash-flows du Projet comprennent les dépenses liées à l'investissement de recherche, de développement, les coûts opératoires, les coûts de formation, le coût de transport et le coût d'abandon. (hors fiscalité).
- Les Cash-flows de la SONATRACH représentent les mêmes dépenses citées ci-dessus mais les taxes sont comprises.
- Le Cash-flows de l'Etat est l'ensemble des taxes payées par la SONATRACH pour le Trésor public, ou d'une autre méthode est la différence entre les cash-flows du projet hors fiscalité et les cash-flows de la SONATRACH avec fiscalité.

1. Estimation des Cash-flows

Avant de procéder au calcul de la valeur actuelle nette, il est nécessaire de déterminer la valeur des Cash-flows obtenue par la différence entre les recettes et les dépenses. L'estimation des Cash-flows dans notre cas est basée sur une durée de vie de 32 ans (de 2022 à 2053) et sur les encaissements et les décaissements liés à l'investissement.

1.1. Estimation des Cash-flows du projet

L'estimation des recettes du projet, comme nous l'avons présenté précédemment dans les différentes variations de la production annuelle et la valeur de la production. Nous avons conclu que seule la vente des quantités extraites du sous-sol est possible par une transformation de produits (en Dollars). De ce fait, la seule source de revenu dans ce projet est la vente du gaz. Ce qui implique un montant total des recettes de 3 278 984 800,00 \$ (voir Tableau N°10) durant toute la durée contractuelle.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

L'estimation des dépenses du projet, comprennent à la fois les dépenses d'investissements de Recherche et de Développement (CAPEX) et les coûts opératoires (OPEX).

$$\text{Dépenses} = \text{CAPEX} + \text{OPEX} + \text{COÛT_ABONDAN} + \text{COÛT_TRANSPORT} + \text{COÛT_FORMATION}$$

Nous calculons le montant des dépenses liées aux lois N°05-07 et N°19-13.

Tableau 38 : Les montants des dépenses de projet selon les lois N°05-07et N°19-13 en \$

Années	CAPEX	OPEX	Coût de formation	Coût de transport	Coût d'abandon	Total dépenses
2022	-	-	25 000,00	-	-	25 000,00
2023	4 000 000,00	-	25 000,00	-	-	4 025 000,00
2024	12 000 000,00	-	25 000,00	-	-	12 025 000,00
2025	20 000 000,00	-	25 000,00	-	-	20 025 000,00
2026	12 000 000,00	-	25 000,00	-	-	12 025 000,00
2027	4 000 000,00	-	25 000,00	-	-	4 025 000,00
2028	1 000 000,00	-	25 000,00	-	-	1 025 000,00
2029	50 000 000,00	-	40 000,00	-	-	50 040 000,00
2030	130 000 000,00	-	40 000,00	-	-	130 040 000,00
2031	150 000 000,00	-	40 000,00	-	-	150 040 000,00
2032	120 000 000,00	-	40 000,00	-	-	120 040 000,00
2033	160 000,00	15 000 000,00	40 000,00	1 440 000,00	1 928 082,19	18 568 082,19
2034	-	19 000 000,00	40 000,00	3 205 440,00	3 856 164,38	26 101 604,38
2035	-	20 000 000,00	40 000,00	3 452 040,00	3 856 164,38	27 348 204,38
2036	9 600 000,00	20 000 000,00	40 000,00	3 402 720,00	3 856 164,38	36 898 884,38
2037	-	20 000 000,00	40 000,00	3 471 840,00	3 856 164,38	27 368 004,38
2038	-	20 000 000,00	40 000,00	3 393 000,00	3 856 164,38	27 289 164,38
2039	-	20 000 000,00	40 000,00	3 077 280,00	3 663 356,16	26 780 636,16
2040	10 800 000,00	20 000 000,00	40 000,00	2 850 480,00	3 277 739,73	36 968 219,73
2041	12 000 000,00	20 000 000,00	40 000,00	2 662 920,00	2 892 123,29	37 595 043,29
2042	-	20 000 000,00	40 000,00	2 268 360,00	2 651 113,01	24 959 473,01
2043	-	20 000 000,00	40 000,00	2 084 040,00	2 506 506,85	24 630 546,85
2044	-	20 000 000,00	40 000,00	1 981 440,00	2 458 304,79	24 479 744,79
2045	13 200 000,00	20 000 000,00	40 000,00	1 893 600,00	2 313 698,63	37 447 298,63
2046	-	20 000 000,00	40 000,00	1 873 800,00	2 313 698,63	24 227 498,63
2047	-	20 000 000,00	40 000,00	1 728 000,00	2 313 698,63	24 081 698,63
2048	-	20 000 000,00	40 000,00	1 584 000,00	2 120 890,41	23 744 890,41
2049	14 400 000,00	20 000 000,00	40 000,00	1 440 000,00	1 928 082,19	37 808 082,19
2050	-	20 000 000,00	40 000,00	1 296 000,00	1 735 273,97	23 071 273,97
2051	-	20 000 000,00	40 000,00	1 296 000,00	1 735 273,97	23 071 273,97
2052	-	20 000 000,00	40 000,00	1 224 000,00	1 638 869,86	22 902 869,86
2053	-	20 000 000,00	40 000,00	576 000,00	1 542 465,75	22 158 465,75
Totaux	563 160 000,00	414 000 000,00	1 175 000,00	46 200 960,00	56 300 000,00	1 080 835 960,00

Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction finances.

Dans ce cas d'étude, l'ensemble des rubriques qui représentent les dépenses sont indiquées sur les tableaux N°38. Nous constatons que le montant des dépenses engagées dans le cadre des deux lois N°05-07 et N° 19-13 sont identiques.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Le Tableau N°39 ci-après, montre comment les cash-flows ont été actualisés pour chaque année pendant la phase d'exploitation (production). Cela permet de visualiser l'évolution des flux de trésorerie après la prise en compte du taux d'actualisation. Afin de calculer la VAN, nous devons d'abord actualiser les flux générés par l'investissement en utilisant le taux d'actualisation fourni par l'entreprise (qui est de 10%).

Tableau 39 : Le calcul des Cash-flows dans la phase exploitation (production) en \$

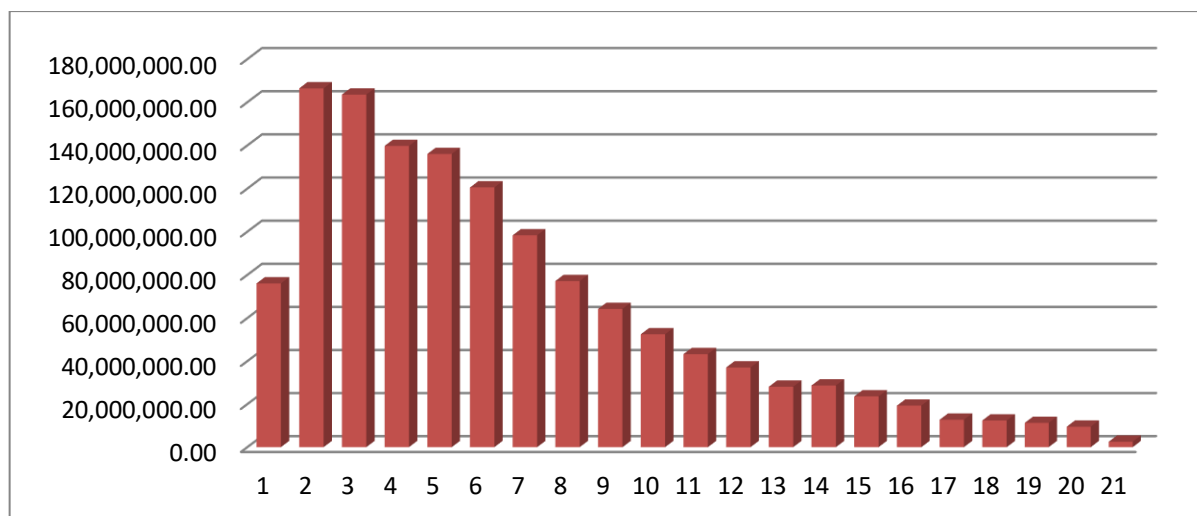
Années	t	Total recette	Total dépense	Cash-flows	Taux d'actualisation	Cash-flows Actualisée	$CF_t / (1+r)^t$
2033	1	102 200 000,00	18 568 082,19	83 631 917,81	10%	8 363 191,78	76 029 016,19
2034	2	227 497 200,00	26 101 604,38	201 395 595,62	10%	20 139 559,56	166 442 641,01
2035	3	244 998 950,00	27 348 204,38	217 650 745,62	10%	21 765 074,56	163 524 226,61
2036	4	241 498 600,00	36 898 884,38	204 599 715,62	10%	20 459 971,56	139 744 358,73
2037	5	246 404 200,00	27 368 004,38	219 036 195,62	10%	21 903 619,56	136 004 244,38
2038	6	240 808 750,00	27 289 164,38	213 519 585,62	10%	21 351 958,56	120 526 239,64
2039	7	218 401 400,00	26 780 636,16	191 620 763,84	10%	19 162 076,38	98 331 750,59
2040	8	202 304 900,00	36 968 219,73	165 336 680,27	10%	16 533 668,03	77 130 781,57
2041	9	188 993 350,00	37 595 043,29	151 398 306,71	10%	15 139 830,67	64 207 661,30
2042	10	160 990 550,00	24 959 473,01	136 031 076,99	10%	13 603 107,70	52 445 868,89
2043	11	147 908 950,00	24 630 546,85	123 278 403,15	10%	12 327 840,32	43 208 328,24
2044	12	140 627 200,00	24 479 744,79	116 147 455,21	10%	11 614 745,52	37 008 158,63
2045	13	134 393 000,00	37 447 298,63	96 945 701,37	10%	9 694 570,14	28 081 716,46
2046	14	132 987 750,00	24 227 498,63	108 760 251,37	10%	10 876 025,14	28 639 973,41
2047	15	122 640 000,00	24 081 698,63	98 558 301,37	10%	9 855 830,14	23 594 073,75
2048	16	112 420 000,00	23 744 890,41	88 675 109,59	10%	8 867 510,96	19 298 287,47
2049	17	102 200 000,00	37 808 082,19	64 391 917,81	10%	6 439 191,78	12 739 597,66
2050	18	91 980 000,00	23 071 273,97	68 908 726,03	10%	6 890 872,60	12 393 840,08
2051	19	91 980 000,00	23 071 273,97	68 908 726,03	10%	6 890 872,60	11 267 127,34
2052	20	86 870 000,00	22 902 869,86	63 967 130,14	10%	6 396 713,01	9 508 306,30
2053	21	40 880 000,00	22 158 465,75	18 721 534,25	10%	1 872 153,43	2 529 851,61
Totaux		3 278 984 800,00	577 500 959,96	2 701 483 840,04		270 148 384,00	1 322 656 049,85

Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction finances.

On représente ci-dessous un graphique des résultats du Cash-flows du projet durant la phase de production (exploitation) du 2033 jusqu'à la fin du projet

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Figure 25 : La représentation graphique des Cash-flows hors fiscalité durant la phase de production



Source : Établie par nos soins à partir des données de la direction finances.

Le Tableau N°39 et la Figure N°25 nous indique que notre investissement est durant toute la phase de production jusqu'à la fin du projet génère des flux positifs. Nous constatons à partir de l'année 2033 jusqu'à 2034 (1ère et 2ème année respectivement) que ces flux augmentent jusqu'ils attendent leur maximum durant la 2ème année d'un montant de 166 M\$, puis ils diminuent progressivement commençant de l'année 2035 (3ème année) d'un montant de 132 M\$ jusqu'à la fin du projet atteignant leur minimal d'un montant de 2 M\$, cela est justifié par l'augmentation des dépenses du projet, mais ils restent toujours positif.

1.2. Estimation des Cash-flows de la SONATRACH

Les Cash-flows de SONATRACH représentent les mêmes dépenses citées dans le tableau 37 ci-dessus mais dont les taxes sont comprises.

Nous calculons le montant des dépenses en prenant en considération les dispositions fiscales des deux lois N°05-07 et N°19-13. Néanmoins le calcul des recettes est identique pour les deux lois. C'est ce que nous allons observer à travers le tableau 39 et 40 ci-dessous

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Tableau 40 : Le calcul des Cash-flows selon la loi N°05-07 en \$

Années	t	DEPENSES		TOTAL DEPENSES	TOTAL RECETTES	CASH FLOWS	Taux d'actualisation	CF _t / (1+r) ^t
		Autres dépenses	TOTAL TAXE de la loi N°05-07					
2022	1	25 000,00	42 666,67	67 666,67		-67 666,67	10%	-61 515,15
2023	2	4 025 000,00	42 666,67	4 067 666,67		-4 067 666,67	10%	-3 361 707,99
2024	3	12 025 000,00	42 666,67	12 067 666,67		-12 067 666,67	10%	-9 066 616,58
2025	4	20 025 000,00	42 666,67	20 067 666,67		-20 067 666,67	10%	-13 706 486,35
2026	5	12 025 000,00	34 844,44	12 059 844,44		-12 059 844,44	10%	-7 488 214,57
2027	6	4 025 000,00	34 844,44	4 059 844,44		-4 059 844,44	10%	-2 291 676,35
2028	7	1 025 000,00	34 844,44	1 059 844,44		-1 059 844,44	10%	-543 867,78
2029	8	50 040 000,00	52 266,67	50 092 266,67		-50 092 266,67	10%	-23 368 412,09
2030	9	130 040 000,00	52 266,67	130 092 266,67		-130 092 266,67	10%	-55 171 820,46
2031	10	150 040 000,00	52 266,67	150 092 266,67		-150 092 266,67	10%	-57 867 066,21
2032	11	120 040 000,00	52 266,67	120 092 266,67		-120 092 266,67	10%	-42 091 606,84
2033	12	18 568 082,19	25 634 446,45	44 202 528,64	102 200 000,00	57 997 471,36	10%	18 479 781,72
2034	13	26 101 604,38	81 198 779,44	107 300 383,82	227 497 200,00	120 196 816,18	10%	34 816 736,21
2035	14	27 348 204,38	130 912 355,24	158 260 559,62	244 998 950,00	86 738 390,38	10%	22 840 929,14
2036	15	36 898 884,38	177 603 669,92	214 502 554,30	241 498 600,00	26 996 045,70	10%	6 462 638,70
2037	16	27 368 004,38	235 814 880,14	263 182 884,52	246 404 200,00	-16 778 684,52	10%	-3 651 530,61
2038	17	27 289 164,38	342 688 978,79	369 978 143,17	240 808 750,00	-129 169 393,17	10%	-25 555 475,82
2039	18	26 780 636,16	423 792 283,30	450 572 919,46	218 401 400,00	-232 171 519,46	10%	-41 758 088,54
2040	19	36 968 219,73	481 022 944,61	517 991 164,34	202 304 900,00	-315 686 264,34	10%	-51 617 226,81
2041	20	37 595 043,29	522 770 158,89	560 365 202,18	188 993 350,00	-371 371 852,18	10%	-55 202 059,45
2042	21	24 959 473,01	543 764 711,61	568 724 184,62	160 990 550,00	-407 733 634,62	10%	-55 097 278,83
2043	22	24 630 546,85	554 391 584,57	579 022 131,42	147 908 950,00	-431 113 181,42	10%	-52 960 518,49
2044	23	24 479 744,79	561 549 659,08	586 029 403,87	140 627 200,00	-445 402 203,87	10%	-49 741 697,61
2045	24	37 447 298,63	562 424 768,83	599 872 067,46	134 393 000,00	-465 479 067,46	10%	-47 258 040,68
2046	25	24 227 498,63	572 428 390,85	596 655 889,48	132 987 750,00	-463 668 139,48	10%	-42 794 713,76
2047	26	24 081 698,63	573 879 803,37	597 961 502,00	122 640 000,00	-475 321 502,00	10%	-39 882 065,89
2048	27	23 744 890,41	573 727 693,35	597 472 583,76	112 420 000,00	-485 052 583,76	10%	-36 998 687,92
2049	28	37 808 082,19	568 090 743,20	605 898 825,39	102 200 000,00	-503 698 825,39	10%	-34 928 163,69
2050	29	23 071 273,97	570 352 361,85	593 423 635,82	91 980 000,00	-501 443 635,82	10%	-31 610 710,26
2051	30	23 071 273,97	572 827 024,05	595 898 298,02	91 980 000,00	-503 918 298,02	10%	-28 878 828,64
2052	31	22 902 869,86	574 452 782,33	597 355 652,19	86 870 000,00	-510 485 652,19	10%	-26 595 631,10
2053	32	22 158 465,75	555 427 263,79	577 585 729,54	40 880 000,00	-536 705 729,54	10%	-25 419 693,31
Totaux		1 080 835 960,00	9 205 239 550,34	10 286 075 510,34	3 278 984 800,00	-7 007 090 710,34		-782 369 316,04

Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction finances.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Tableau 41 : Le calcul des cash-flows de SONATRACH selon la loi N°19-13 en \$

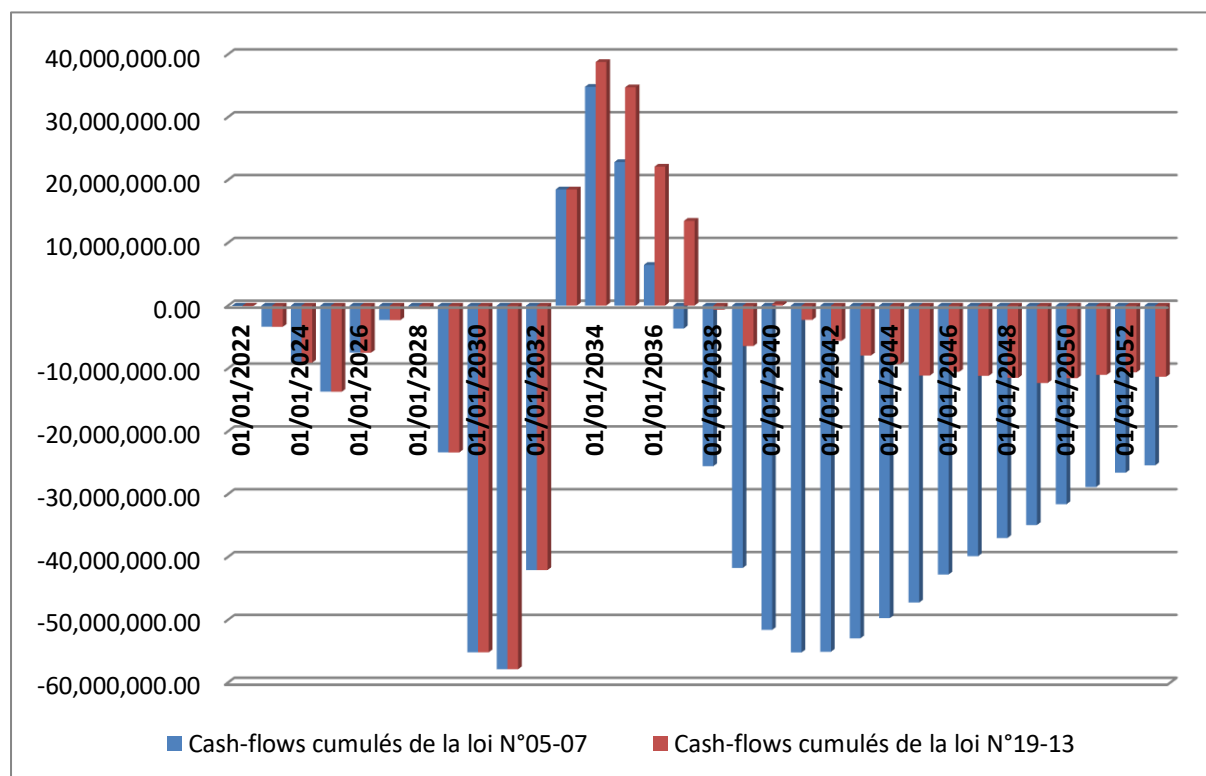
Années	t	DEPENSES		TOTAL DEPENSES	TOTAL RECETTES	CASH FLOWS	Taux d'actualisation	CF _t / (1+r) ^t
		Autres dépenses	TOTAL TAXE de la loi N°19-13					
2022	1	25 000,00	62 222,22	87 222,22	-	-87 222,22	10%	-79 292,93
2023	2	4 025 000,00	62 222,22	4 087 222,22	-	-4 087 222,22	10%	-3 377 869,60
2024	3	12 025 000,00	62 222,22	12 087 222,22	-	-12 087 222,22	10%	-9 081 308,96
2025	4	20 025 000,00	62 222,22	20 087 222,22	-	-20 087 222,22	10%	-13 719 843,06
2026	5	12 025 000,00	60 977,78	12 085 977,78	-	-12 085 977,78	10%	-7 504 441,31
2027	6	4 025 000,00	60 977,78	4 085 977,78	-	-4 085 977,78	10%	-2 306 427,94
2028	7	1 025 000,00	60 977,78	1 085 977,78	-	-1 085 977,78	10%	-557 278,31
2029	8	50 040 000,00	60 977,78	50 100 977,78	-	-50 100 977,78	10%	-23 372 475,89
2030	9	130 040 000,00	60 977,78	130 100 977,78	-	-130 100 977,78	10%	-55 175 514,82
2031	10	150 040 000,00	60 977,78	150 100 977,78	-	-150 100 977,78	10%	-57 870 424,72
2032	11	120 040 000,00	60 977,78	120 100 977,78	-	-120 100 977,78	10%	-42 094 660,03
2033	12	18 568 082,19	25 607 108,68	44 175 190,87	102 200 000,00	58 024 809,13	10%	18 488 492,38
2034	13	26 101 604,38	67 579 488,52	93 681 092,90	227 497 200,00	133 816 107,10	10%	38 761 759,66
2035	14	27 348 204,38	85 747 819,12	113 096 023,50	244 998 950,00	131 902 926,50	10%	34 734 163,08
2036	15	36 898 884,38	112 242 358,03	149 141 242,41	241 498 600,00	92 357 357,59	10%	22 109 617,11
2037	16	27 368 004,38	157 064 678,83	184 432 683,21	246 404 200,00	61 971 516,79	10%	13 486 807,64
2038	17	27 289 164,38	216 937 186,17	244 226 350,55	240 808 750,00	-3 417 600,55	10%	-676 154,05
2039	18	26 780 636,16	227 422 380,97	254 203 017,13	218 401 400,00	-35 801 617,13	10%	-6 439 235,53
2040	19	36 968 219,73	163 887 555,35	200 855 775,08	202 304 900,00	1 449 124,92	10%	236 943,50
2041	20	37 595 043,29	166 726 199,87	204 321 243,16	188 993 350,00	-15 327 893,16	10%	-2 278 393,65
2042	21	24 959 473,01	177 568 258,09	202 527 731,10	160 990 550,00	-41 537 181,10	10%	-5 612 943,00
2043	22	24 630 546,85	187 989 432,36	212 619 979,21	147 908 950,00	-64 711 029,21	10%	-7 949 489,38
2044	23	24 479 744,79	199 411 549,26	223 891 294,05	140 627 200,00	-83 264 094,05	10%	-9 298 780,63
2045	24	37 447 298,63	206 617 921,83	244 065 220,46	134 393 000,00	-109 672 220,46	10%	-11 134 537,77
2046	25	24 227 498,63	223 012 892,91	247 240 391,54	132 987 750,00	-114 252 641,54	10%	-10 545 061,60
2047	26	24 081 698,63	231 743 371,18	255 825 069,81	122 640 000,00	-133 185 069,81	10%	-11 174 953,60
2048	27	23 744 890,41	239 583 193,05	263 328 083,46	112 420 000,00	-150 908 083,46	10%	-11 510 919,17
2049	28	37 808 082,19	242 116 155,74	279 924 237,93	102 200 000,00	-177 724 237,93	10%	-12 323 993,94
2050	29	23 071 273,97	252 302 259,26	275 373 533,23	91 980 000,00	-183 393 533,23	10%	-11 561 019,88
2051	30	23 071 273,97	261 179 991,86	284 251 265,83	91 980 000,00	-192 271 265,83	10%	-11 018 788,09
2052	31	22 902 869,86	268 058 480,33	290 961 350,19	86 870 000,00	-204 091 350,19	10%	-10 632 890,93
2053	32	22 158 465,75	258 141 092,99	280 299 558,74	40 880 000,00	-239 419 558,74	10%	-11 339 494,66
Totaux		1 080 835 960,00	3 971 615 107,74	5 052 451 067,74	3 278 984 800,00	-1 773 466 267,74		-220 818 410,08

Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction finances

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

On représente ci-dessous un graphique des résultats du Cash-flows de SONATRACH durant toute la période jusqu'à la fin du projet selon les deux lois N°05-07 et N°19-13.

Figure 26 : Cash-flows de SONATRACH cumulés selon les deux lois en \$



Source : Établie par nos soins à partir des données de la direction finances.

D'après le schéma et les deux tableaux ci-dessus, l'analyse des flux de trésorerie fait ressortir d'une manière générale sur la période considérée les principales caractéristiques suivantes :

- Les deux lois génèrent des flux négatifs depuis 2022 jusqu'à 2032, ce qui explique l'importance des décaissements liées à ce projet. Cette phase négative correspond à l'étape de recherche et du développement dont laquelle l'investissement à lieu.
- Selon la loi N° 05-07, les flux de trésorerie sont négatifs et ne deviennent positifs qu'à partir de 2033 début de production jusqu'à 2036, puis ils connaissent une chute progressive depuis 2037 jusqu'à la fin du projet.
- Selon la loi la N° 19-13, les flux de trésorerie sont négatifs depuis 2022 jusqu'à 2032 et ne deviennent positifs qu'à partir de 2033 début de production jusqu'à 2037, puis ils connaissent une chute progressive depuis 2038 jusqu'à la fin du projet.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

On voit clairement que les flux de la loi N°19-13 sont supérieurs à ceux de la loi N°05-07, dans la première année de la production (2033) les flux des deux lois sont presque identiques, puis les flux de la loi N° 19-13 deviennent supérieurs à ceux de la loi N°05-07 et reste positifs durant la période de 2033-2037 contrairement aux flux de la loi N°05-07 qui augmentent puis deviennent négatifs durant l'année 2037. Alors la société ne commence à dégager une rentabilité et ne récupère son capital investi qu'à partir de l'année 2033 jusqu'à 2037.

En effet, les flux de trésorerie sont négatifs sur la période de 2038 jusqu'à la fin du projet selon les deux lois qui signifie que les recettes ne couvrent pas encore les dépenses initialement engagées.

1.3. Estimation des Cash-flows de l'État

Les Cash-flows de l'Etat est l'ensemble des taxes payées par la SONATRACH pour le Trésor public.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Tableau 42 : Le calcul des Cash-flows générés pour l'État selon les deux lois en \$

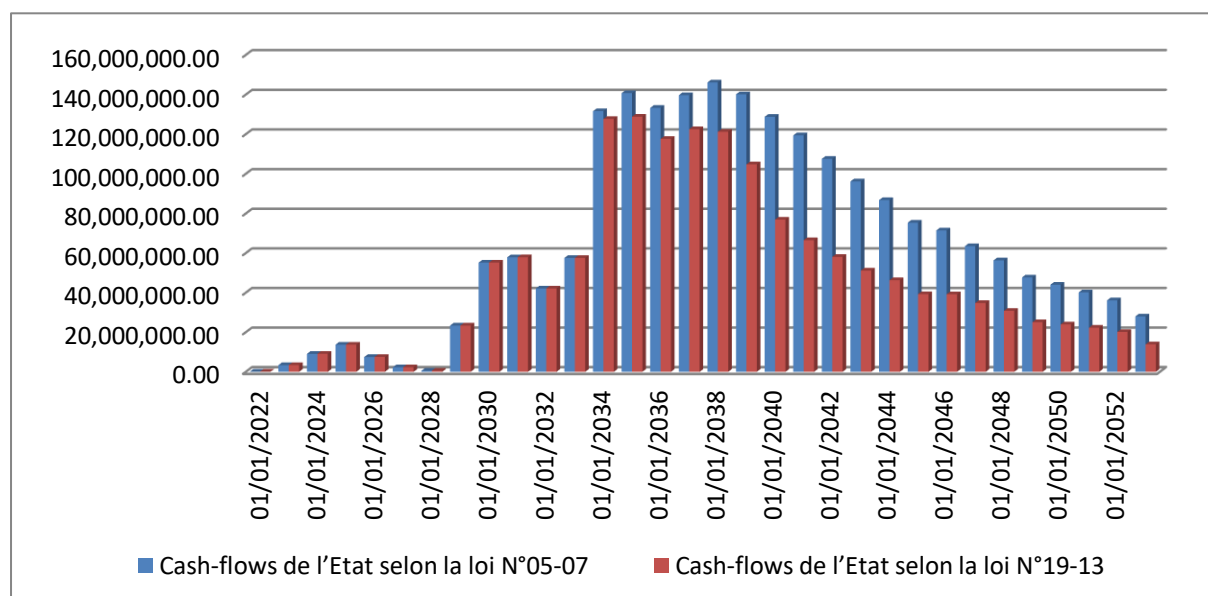
Année	Cash-flows du projet (hors fiscalité)	Cash-flows selon la loi N°05-07 (avec fiscalité pour SONATRACH)	Cash-flows selon la loi N°19-13 (avec fiscalité pour SONATRACH)	Cash-flows de l'Etat selon la loi N°05-07	Cash-flows de l'Etat selon la loi N°19-13
21/01/2022		-61 515,15	-79 292,93	61 515,15	79 292,93
21/01/2023		-3 361 707,99	-3 377 869,60	3 361 707,99	3 377 869,60
21/01/2024		-9 066 616,58	-9 081 308,96	9 066 616,58	9 081 308,96
21/01/2025		-13 706 486,35	-13 719 843,06	13 706 486,35	13 719 843,06
21/01/2026		-7 488 214,57	-7 504 441,31	7 488 214,57	7 504 441,31
21/01/2027		-2 291 676,35	-2 306 427,94	2 291 676,35	2 306 427,94
21/01/2028		-543 867,78	-557 278,31	543 867,78	557 278,31
21/01/2029		-23 368 412,09	-23 372 475,89	23 368 412,09	23 372 475,89
21/01/2030		-55 171 820,46	-55 175 514,82	55 171 820,46	55 175 514,82
21/01/2031		-57 867 066,21	-57 870 424,72	57 867 066,21	57 870 424,72
21/01/2032		-42 091 606,84	-42 094 660,03	42 091 606,84	42 094 660,03
21/01/2033	76 029 016,19	18 479 781,72	18 488 492,38	57 549 234,47	57 540 523,81
21/01/2034	166 442 641,01	34 816 736,21	38 761 759,66	131 625 904,80	127 680 881,35
21/01/2035	163 524 226,61	22 840 929,14	34 734 163,08	140 683 297,47	128 790 063,53
21/01/2036	139 744 358,73	6 462 638,70	22 109 617,11	133 281 720,03	117 634 741,62
21/01/2037	136 004 244,38	-3 651 530,61	13 486 807,64	139 655 774,99	122 517 436,74
21/01/2038	120 526 239,64	-25 555 475,82	-676 154,05	146 081 715,46	121 202 393,69
21/01/2039	98 331 750,59	-41 758 088,54	-6 439 235,53	140 089 839,13	104 770 986,12
21/01/2040	77 130 781,57	-51 617 226,81	236 943,50	128 748 008,38	76 893 838,07
21/01/2041	64 207 661,30	-55 202 059,45	-2 278 393,65	119 409 720,75	66 486 054,95
21/01/2042	52 445 868,89	-55 097 278,83	-5 612 943,00	107 543 147,72	58 058 811,89
21/01/2043	43 208 328,24	-52 960 518,49	-7 949 489,38	96 168 846,73	51 157 817,62
21/01/2044	37 008 158,63	-49 741 697,61	-9 298 780,63	86 749 856,24	46 306 939,26
21/01/2045	28 081 716,46	-47 258 040,68	-11 134 537,77	75 339 757,14	39 216 254,23
21/01/2046	28 639 973,41	-42 794 713,76	-10 545 061,60	71 434 687,17	39 185 035,01
21/01/2047	23 594 073,75	-39 882 065,89	-11 174 953,60	63 476 139,64	34 769 027,35
21/01/2048	19 298 287,47	-36 998 687,92	-11 510 919,17	56 296 975,39	30 809 206,64
21/01/2049	12 739 597,66	-34 928 163,69	-12 323 993,94	47 667 761,35	25 063 591,60
21/01/2050	12 393 840,08	-31 610 710,26	-11 561 019,88	44 004 550,34	23 954 859,96
21/01/2051	11 267 127,34	-28 878 828,64	-11 018 788,09	40 145 955,98	22 285 915,43
21/01/2052	9 508 306,30	-26 595 631,10	-10 632 890,93	36 103 937,40	20 141 197,23
21/01/2053	2 529 851,61	-25 419 693,31	-11 339 494,66	27 949 544,92	13 869 346,27
	1 322 656 049,86	-782 369 316,04	-220 818 410,08	2 105 025 365,87	1 543 474 459,94

Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction finance.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

D'après le Tableau N°42, nous allons représenter ci-dessous un graphique des résultats des Cash-flows générés par l'État durant toute la période du 2022 jusqu'à la fin du projet selon les deux lois N°05-07 et N°19-13.

Figure 27 : Les Cash-flows générés pour l'État selon les deux lois



Source : Établie par nos soins à partir des données de la direction finances.

D'après le Tableau N°42 ci-dessus et la Figure N°27, nous constatons que les montants totaux des Cash-flows selon la loi N° 05-07 sont supérieur par rapport à celui de la loi N° 19-13. L'État génère des flux positifs durant toute la vie du projet sous le régime fiscal des deux lois ce qui explique l'importance des revenus qu'elle reçoit, ces revenus sont les valeurs des taxes versée par l'entreprise SONATRACH.

Après avoir calculé les montants des Cash-flows actualisés et leurs cumuls, on peut directement extraire la valeur actuelle nette à partir des tableaux N°39, N°40, N°41 et N°42, pour voir l'impact des résultats de ces projets non seulement par rapport aux investisseurs mais aussi pour chacun de l'état et de l'entreprise en matière de la création de la valeur ce qui fait l'objet de l'évaluation économique.

2. L'application des critères d'évaluation de la rentabilité d'un projet par SONATRACH

Puisque tous les paramètres du projet sont connus et chiffrés, notamment les Cash-flows, il est possible de calculer la rentabilité du projet, grâce à l'utilisation des outils d'évaluation déjà exposés dans le 1er chapitre.

2.1. Le critère de la VAN

La VAN est le premier critère déterminant la rentabilité d'un projet. En effet, plus la VAN est élevée, plus le projet est considéré comme intéressant. Cet indicateur permet d'évaluer si l'investissement est profitable en fonction du taux de rentabilité fixé par les décideurs. En mesurant la profitabilité d'un investissement, la VAN permet de déterminer si le projet est financièrement avantageux et s'il peut générer des rendements satisfaisants sur la durée prévue.

La VAN est calculé dans le but de mesurer l'impact des résultats de ces projets, non seulement du point de vue des investisseurs, mais également pour évaluer leur impact sur l'état et l'entreprise en termes de création de valeur.

Sachant que la VAN est la somme des cash-flows actualisés du projet, SONATRACH et l'État nous pouvons appliquer la formule suivante :

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}$$

Après avoir effectué les calculs des montants des Cash-flows actualisés et de leurs cumuls, il est possible d'extraire directement la VAN, il nous fournit directement la différence entre les Cash-flows actualisés et le capital investi dans le projet.

$$VAN = CF_1 (1+t)^{-1} + CF_2 (1+t)^{-2} + \dots + CF_{21} (1+t)^{-n}$$

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Tableau 43 : Représentation de la VAN par rapport au projet, SONATRACH et l'Etat selon les deux lois en \$

	VAN (\$)	
	Selon la loi N° 05-07	Selon la loi N° 19-13
Projet hors fiscalité (Tableau 38)	1 322 656 049,85	
SONATRACH (Tableaux 39, 40)	-782 369 316,04	- 220 818 410,08
État (Tableaux 41)	2 105 025 365,87	1 543 474 459,94

Source : Établi par nos soins à partir des données de la direction finances.

Pour un taux d'actualisation de 10%, la VAN est positive pour les deux cas (projet hors fiscalité, et pour l'État), donc ces deux projet doit être retenu car ils présentent une forte rentabilité par rapport aux capitaux investis.

Par rapport aux résultats obtenus pour SONATRACH, on remarque que ces Cash-flows sont négatifs par rapport à ceux du profit et l'État. Cet écart est justifié par la présence ou non présence des taxes et impôts et leur complexité dans les dépenses.

Si nous comparons ces résultats économiques obtenus, on remarque que la VAN du projet hors fiscalité est supérieure à celle de la VAN de SONATRACH ce qui explique l'importance des taxes qu'elle paye. Par la suite l'état dégage une forte rentabilité que celle de l'entreprise à partir des revenus qu'elle reçoit par cette dernière.

2.2. Le calcul de la TRI

Le TRI est le taux d'actualisation qui annule la VAN. Pour calculer ce taux, nous utilisons les fonctions financières du programme **Microsoft Excel**, spécifiquement la formule financière. En introduisant une valeur dans Excel, nous pouvons observer la variation de la VAN en fonction du taux d'actualisation.

Rentabilité du projet = - Dépenses + VAN = - 577 500 959,96 + 1 322 656 049,85 = 745 155 09,89

Donc TRI= 17%.

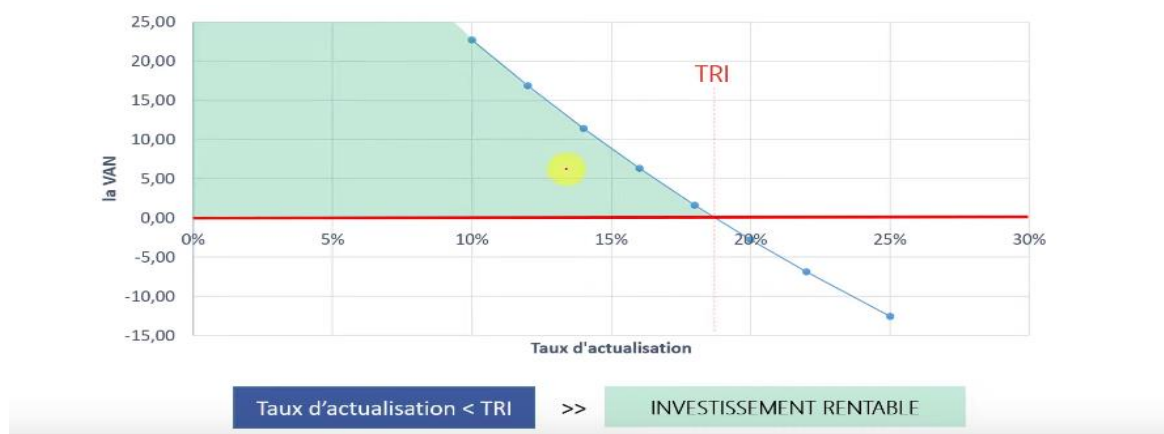
Il est important de noter que le TRI est supérieur au taux d'actualisation (17% > 10%). Ce qui nous permet de conclure que le projet est rentable selon ce critère.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Dans notre cas le TRI du projet $\geq$ Taux d'actualisation, le projet est accepté et les deux critères VAN et TRI conduisent à la même décision, donc TRI > Taux d'actualisation ; VAN > 0 donc projet rentable

- Si le Taux d'actualisation < TRI

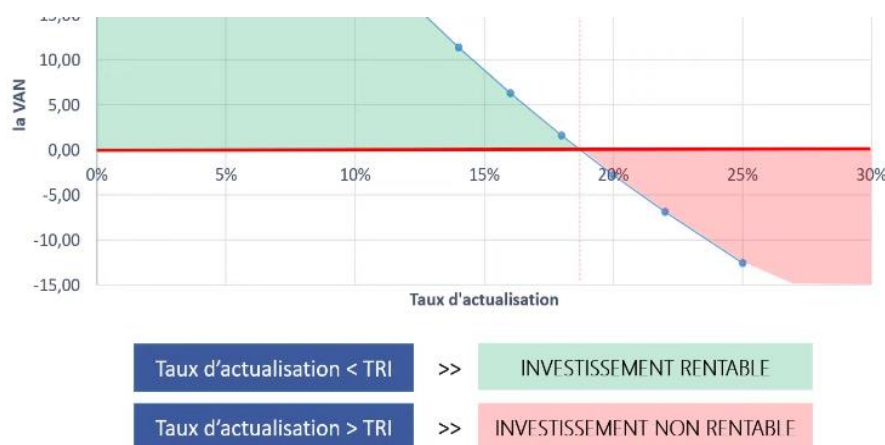
Figure 28 : La relation entre la VAN et le TRI (taux d'actualisation < TRI)



Source : Établie par nos soins à partir des données de la direction finances.

- Si le Taux d'actualisation > TRI

Figure 29 : La relation entre la VAN et le TRI (taux d'actualisation > TRI)



Source : Établie par nos soins à partir des données de la direction finances.

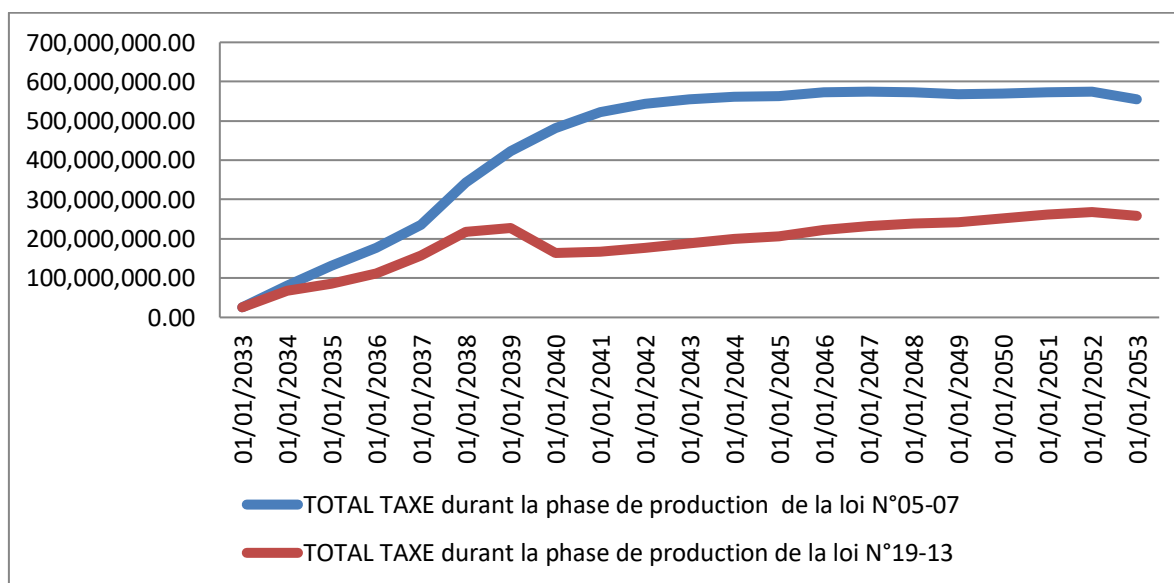
3. Le rendement de la fiscalité pétrolière sur le revenu de l'Etat

Le rendement de la fiscalité pétrolière concerne uniquement la phase de production au régime fiscal, de ce fait la fiscalité pétrolière constitue la principale ressource du budget de l'Etat et qui couvre la partie essentielle de la fiscalité Algérienne. Il dépend fortement des hydrocarbures, ce qui fait que les rentrées fiscales se retrouvent alors sujettes à la volatilité de ces prix et à l'imprévisibilité liée aux volumes.

Comme nous l'avons déjà montré précédemment dans le Tableau N°37 ci-dessus, en se base uniquement sur la phase de production qui débutera de 2033 jusqu'à 2053 selon les deux lois N°05-07 et N°19-13.

Nous proposons ci-dessous un histogramme qui illustre l'évolution de la fiscalité pétrolière durant la phase de production selon les deux lois

Figure 30 : Evolution de la fiscalité pétrolière durant la phase de production selon les deux lois



Source: Établie par nos soins à partir des données de la direction finances.

D'après le Tableau N°37 et la Figure N°30, nous constatons que les frais des taxes selon les deux lois durant la période de production sont positifs, la loi N°05-07 génère un montant de 9 204 755 283,66 \$ qui est supérieure à celui de la loi N° 19-13 avec un montant de 3 970 939 374,40 \$. Donc l'Etat génère des gains positifs cela s'explique que selon les deux lois le rendement de la fiscalité pétrolière apporte au trésor public un revenu positif pour satisfaire les besoins de l'Etat.

Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures

Les revenus de la fiscalité pétrolière selon les deux lois dépendent de trois facteurs essentiels qui sont :

- les prix en Dollars des hydrocarbures exportés ;
- les quantités produites ;
- le taux de change qui veut dire la parité monétaire dinar /dollars correspondant au taux de change.

4. Résultat global après simulation

Il est important de souligner que dans le cadre de notre étude, à la fois la SONATRACH et le contractant étranger participent activement dans le projet.

Tableau 44 : La part des parties dans le projet selon les deux lois en \$

	La loi N° 05-07		Totaux de la loi N° 05-07	La loi N° 19-13		Totaux de la loi N° 19-13
	Participation SONATRACH 51%	Participation étranger 49%		Participation SONATRACH 51%	Participation étranger 49%	
Contrat de participation	-	-	-	-	-	-
Date entrée en vigueur	51%	49%		51%	49%	
PV	1 649 374 272,00	1 584 692 928,00	3 234 067 200,00	1 649 374 272,00	1 584 692 928,00	3 234 067 200,00
Type d'hydrocarbure	-	-	-	-	-	-
TSF	722 976,00	694 624,00	1 417 600,00	939 624,00	902 776,00	1 842 400,00
Redevance	1 911 179,71	1 836 231,49	3 747 411,20	2 388 974,64	2 295 289,36	4 684 264,00
TRP et l'IRH	4 273 104 796,93	4 105 532 059,79	8 378 636 856,72	1 603 469 260,08	1 540 588 112,63	3 144 057 372,71
l'ICR et l'IR	418 933 218,03	402 504 464,39	821 437 682,42	418 754 179,55	402 332 447,02	821 086 626,58
Total	4 694 672 170,67	4 510 567 379,67	9 205 239 550,34	2 025 552 038,28	1 946 118 625,01	3 971 670 663,29

Source : Établi par nos soins à partir de données de la direction finances.

Afin de mieux appréhender la contribution de chaque partie dans le tableau N°44, qui met en évidence la part de la production ainsi que le montant des taxes à payer pour chacune d'entre elles. Ce tableau permettra de visualiser clairement la répartition des responsabilités et des obligations fiscales entre la SONATRACH et le contractant étranger dans ce projet.

Au long du projet, l'associé étranger et la SONATRACH payent moins de taxes selon la loi N° 19-13 qui lui donne le pouvoir d'être plus avantageuse.

Conclusion

Par conclusion de ce chapitre réservé au traitement du cas pratique, on a essayé d'évaluer l'un des projets d'investissements réalisé par la SONATRACH à partir d'un exemple chiffré et de certains critères. Nous sommes parvenues aux constatations suivantes :

Nous avons pu constater à travers l'étude comparative entre la nouvelle et l'ancienne loi que la fiscalité Algérienne relative aux hydrocarbures est dispersée, c'est-à-dire que le système comprend un nombre important d'impôts mais que tout n'ont pas le même rendement. C'est pourquoi l'Algérie doit arriver à améliorer le rendement de son système fiscal, ce qui permettra d'augmenter les ressources.

En étudiant la VAN des trois cas des projets, on peut dire que les prix des hydrocarbures influencent la rentabilité, car leur diminution ou augmentation entraine un impact sur les revenus de la fiscalité pétrolière et qui constituent la principale ressource du budget de l'État.

- Pour la VAN du projet et l'Etat, ils génèrent des flux positifs tout au long du projet.
- Pour SONATRACH, les flux générés sont négatifs mais la nouvelle loi reste avantageuse que l'ancienne. Ces résultats se justifient par une faible production valorisée et la maximalisation des dépenses qui rend les recettes inférieures aux dépenses. SONATRACH récupère son capital investi vers les années 2033-2038.

Il est clair que la question de la fiscalité pétrolière en Algérie reste un sujet très intéressant, dans la mesure où elle a des spécificités du fait qu'elle apporte des revenus très importante au Trésor public.

Conclusion générale

Le secteur des hydrocarbures représente le principal pourvoyeur de ressources financières en Algérie. Malgré le potentiel très important du pays en termes de réserves d'hydrocarbures, aussi bien les ressources conventionnelles que non conventionnelles, la production des hydrocarbures et la découverte de nouveaux gisements ont connu une baisse ces dernières années alors que la consommation locale est en constante augmentation. Il est clair que la question de la fiscalité pétrolière en Algérie reste un sujet très intéressant, dans la mesure où elle a des spécificités du fait qu'elle apporte des revenus très importants au Trésor public. En plus, cette fiscalité a un impact très important dans l'attraction des investissements directs étrangers. Cette fiscalité est également spécifique dans son mode de calcul et de recouvrement du fait des enjeux économiques et financiers qui entourent l'industrie des hydrocarbures.

Dans le cadre de notre travail, nous avons entrepris une étude du rendement de la fiscalité pétrolière selon les deux lois relatives aux hydrocarbures aux niveaux de l'entreprise SONATRACH.

C'est dans ce contexte que nous avons voulu mesurer l'impact fiscal qu'apporte la nouvelle loi par rapport à l'ancienne sur la rentabilité des projets pétroliers, en vérifiant le rendement qu'elles assurent sur le bénéfice de l'État.

Pour répondre à la problématique de notre recherche, nous avons subdivisé notre travail en trois chapitres, les deux premiers concernent les bases théoriques que nous avons utilisées, et le dernier concerne une illustration d'un cas pratique réalisé à la SONATRACH.

Dans notre étude, avec des données s'étalant sur de 32 ans (2022 à 2053), nous avons tenté sur comparaison entre les dispositions fiscales selon deux lois relatives aux hydrocarbures et leur rendement. Nous avons obtenu des résultats du projet hors fiscalité et avec fiscalité pour l'État.

La première question qui a orienté notre travail est de cerner les raisons qui ont conduit à la modification du régime fiscal appliqué aux hydrocarbures. Ceci nous a amené à supposer que ce changement résulte du fait que le cadre contractuel de la loi N°05-07 est peu flexible et inadapté aux standards et aux exigences internationales, de plus la fiscalité de cette loi est jugée peu incitative et complexe, constituant des freins supplémentaires au développement du secteur des hydrocarbures contrairement à la loi N° 19-13 qui a introduit

plusieurs mesures qui mettent l'accent sur la stimulation du secteur d'hydrocarbures visant à encourager l'investissement et à prévoir un régime contractuel plus flexible et plus favorable aux partenaires étrangers, même à alimenter les recettes budgétaires de l'État. En outre, ce changement peut aussi être expliqué par la baisse du prix du pétrole.

Notre deuxième question est de faire connaître l'impact de la fiscalité pétrolière établie dans les lois N°05-07 et N°19-13 sur l'évaluation des projets pétroliers. Cette étude de rentabilité inclut les dimensions de la fiscalité pétrolière. L'évaluation d'un projet situé dans le domaine minier du Sud Algérien à Hassi Messaoud, qui a été faite à l'aide des critères d'évaluation dans un avenir certain et incertain. Notons que d'une manière générale, la performance d'un projet d'exploration-production pétrolière est mesurée par trois critères qui sont (le timing, la réponse apportée par ces projets aux objectifs attendus par la compagnie pétrolière et le respect du budget). Mais, l'évaluation du projet a été effectuée selon des données communiquées par la direction finances et un prix du pétrole égal à 70 \$. Cette étude montre que ce contrat est plus intéressant en matière de rentabilité économique sous l'égide de la loi N° 05-07 pour la SONATRACH par rapport à la loi N° 19-13. Néanmoins, pour l'État la nouvelle loi N° 19-13 dégage une forte rentabilité par rapport à celle de la loi N° 05-07.

Nous pouvons peut dire que l'évaluation de la rentabilité potentielle de ces projets repose sur de nombreux facteurs liés aux rendements et aux coûts tout au long du cycle de vie du projet. Par exemple, les réserves, les investissements d'exploration, les coûts opérationnels, la production et le prix du pétrole sont souvent entourés d'incertitudes. Par conséquent, il est difficile de prévoir avec précision les flux de trésorerie, même pour les projets pétroliers les plus simples.

La nouvelle loi sur les hydrocarbures prévoit une multitude de mesures qui visent notamment à redéfinir le cadre légal régissant le secteur des hydrocarbures en Algérie, en lui accordant une certaine souplesse synonyme d'un gain potentiel en attractivité, tout en préservant les intérêts de l'Etat Algérien, ce qui porte notre troisième question à conclure sur l'effet que la nouvelle loi a apporté sur le rendement de l'État en vertu de l'ancienne loi sur les hydrocarbures. En outre cette dernière a été caractérisée par une forte abondance de la production des hydrocarbures, les prix quant à eux subissent une baisse considérable alors que les énergies renouvelables gagnent de plus en plus de terrain dans l'environnement énergétique mondial. Tous ces facteurs expliquent la nécessité d'introduire une nouvelle loi

sur les hydrocarbures pour garantir la souveraineté de l'Etat et d'augmenter les recettes financières par l'instauration de multiples droits et taxes avec un allègement et une simplification du système fiscal en termes de taux applicables.

A l'issue de notre étude nous pouvons dire qu'une partie de rendement était sacrifiée sous le régime fiscal de la loi N° 19-13 au but d'attirer plus d'investisseurs étrangers en payant moins de taxes.

Sur la base de nos observations au cours de notre stage pratique, nous pouvons mettre les avis suivant :

- la SONTRACH continuera à réaliser ses projets même s'ils ne sont pas rentables néanmoins cela pourrait avoir un impact négatif sur les résultats de certaines activités ;
- la SONATRACH réalise ses projets sur des très longues périodes, parfois même au-delà de la durée initialement prévue ;
- Elle ne prend pas en considération le facteur du risque dans l'évaluation de ses projets, ce qui pourrait avoir des conséquences négatives sur l'avenir de l'entreprise.

Bibliographie

Ouvrage

- BITEAU J. et BAUDIN F, Géologie du pétrole, Ed. DUNOD, Paris, 2017.
- DIKOUME A.L., La fiscalité pétrolière des Etats membres de la CEMAC, Ed. Harmattan, 2008, Paris.
- GALESNE A., Choix d'investissement dans l'entreprise, Ed. ECONOMICA, Paris, 1996.
- KOEHL J., Les choix d'investissement, Ed. DUNOD, Paris, 2003.
- LANGLOIS L., BONNIER C. et BRINGER M., Contrôle de gestion, Ed. FOUCHER, Paris, 2006.
- SEGHIR M., Critique de l'indicateur de rentabilité financière, 1992.

Articles

- Loi N°05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures, JORADP N°50 du 19 juillet 2005.
- Loi N°19-13 du 11 décembre 2019 relative aux hydrocarbures, JORADP N°79 du 22 décembre 2019.

Revues

- AINAS Y., OUAREM N. et SOUAM S., Les hydrocarbures : atout ou frein pour le développement de l'Algérie ? Revue Tiers Monde N°210, 2012/2.
- LAZHAR S., Revue des principales mesures de la nouvelles loi sur les hydrocarbures en Algérie, PWC Algérie N°5, 2020.

Thèses et Mémoires

- BENDJILALI Z. El, les caractéristiques de la fiscalité pétrolière en droit Algérien, Mémoire en vue de l'obtention du diplôme de Magistère en Droit, 2014, Université d'Oran., 2012-2013.
- BELHAMRI Z., développement d'une application pour le calcul de la fiscalité pétrolière dans le cadre de la nouvelle loi sur les hydrocarbures N°19-13, Mémoire de fin d'étude pour l'obtention du diplôme de troisième cycle spécialisé en Finance publique, IEDF, 2019-2021.
- BOUKHALFA A.H., l'optimisation des recettes budgétaires à travers des mesures permettant le développement de la fiscalité ordinaire, Mémoire de fin d'étude pour l'obtention du diplôme de troisième cycle spécialisé en Finance publique, IEDF, 2014-2016.
- SARNI K. et BELMOUHOUB H., évaluation de la rentabilité d'un projet d'investissement pétrolier, mémoire de Master, 2022.

Rapports et Documents divers

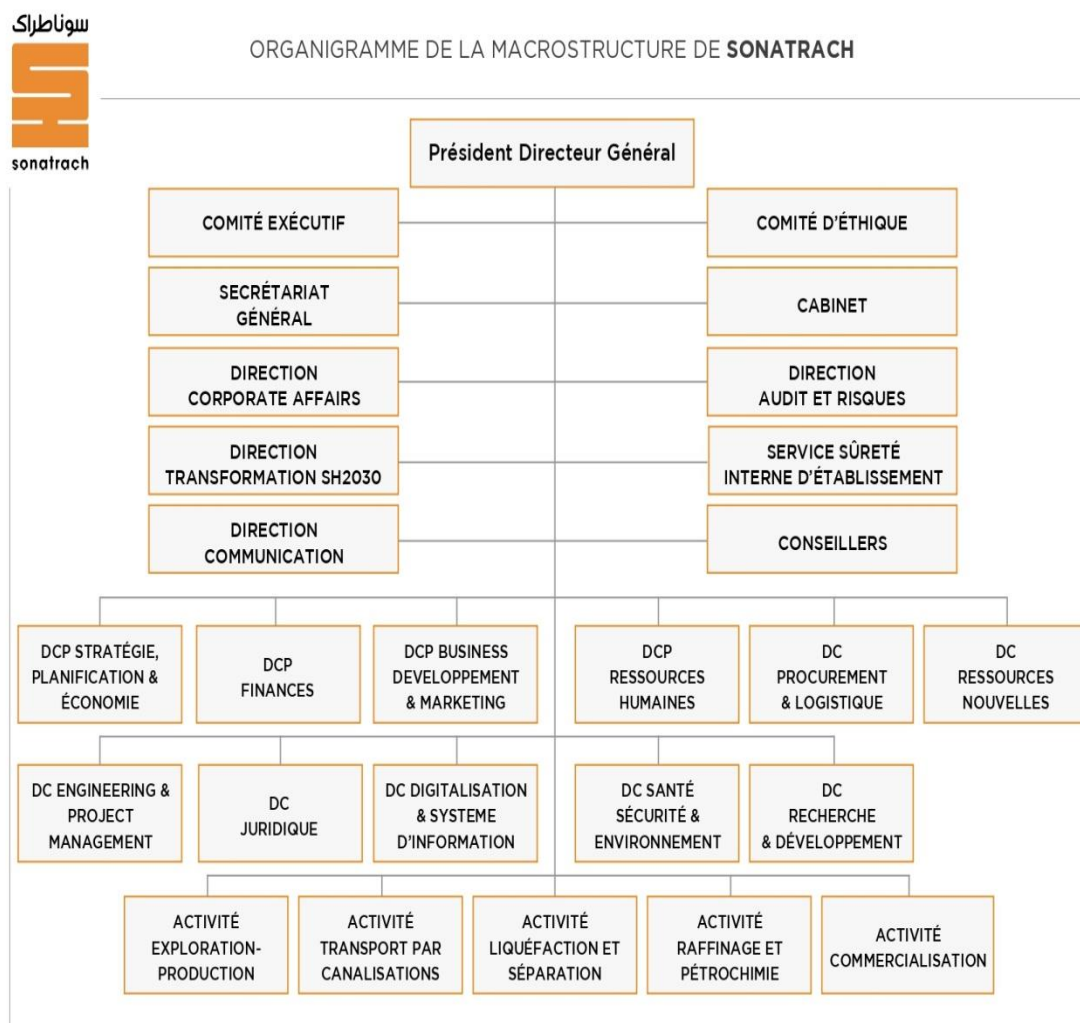
- BELAID F. et DE WOLF D., «Analyse du risque et évaluation des projets d'investissement », 8ème Conférence Internationale de modélisation et simulation, 10 au 12 mai 2010, Hammamet, Tunisie.
- Documents internes de la SONATRACH.
- ENSPM formation industrie, une formation IFP training pour SONATRACH CPE, « Fiscalité pétrolière internationale », Paris, 2008.

Web graphie

- www.sonatrach.com
- www.ALNAFT.com
- www.ARH.com

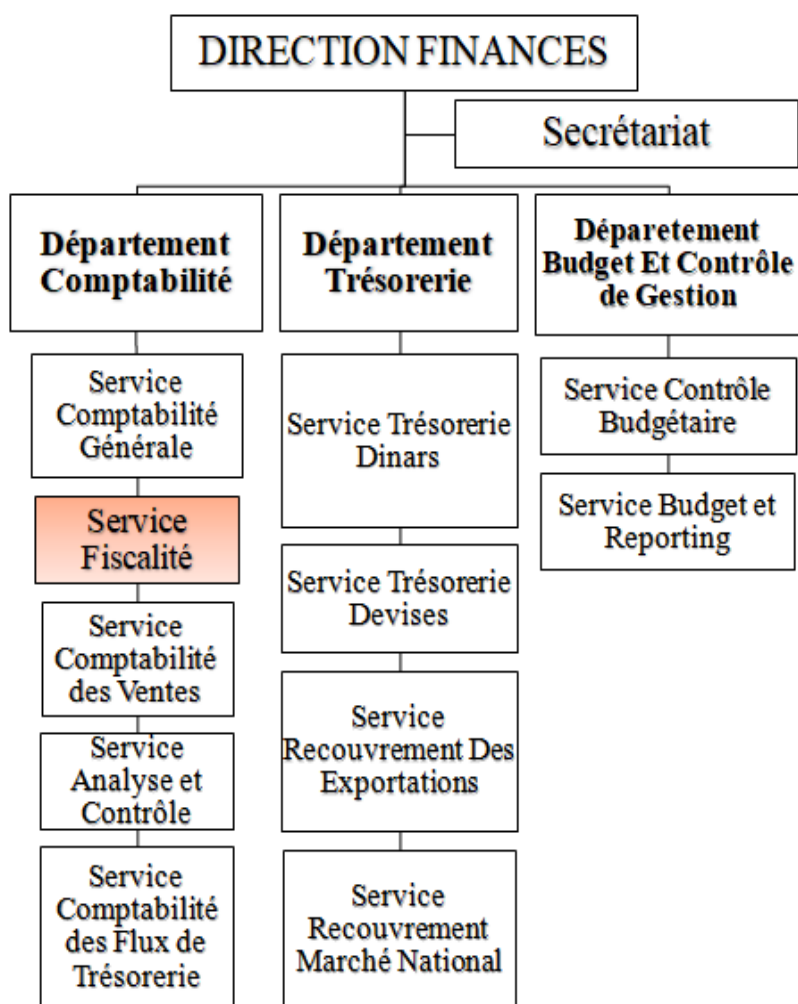
Annexes

Annexe N°1 : Organigramme de la macrostructure de la SONATRACH



Source : Documents interne de la SONATRACH

Annexe N°2 : Organigramme de la Direction Finances de la SONATRACH d'Alger



Source : Établie par nos soins à partir des documents internes de la SONATRACH

Liste des tableaux et figures

Liste des tableaux

Tableau 1 : Le tarif applicable à la superficie du périmètre (loi 2005) en DA / Km ²	43
Tableau 2 : Le taux de la redevance varie en fonction de tranches de la production journalière en 2005	44
Tableau 3 : Le taux de la redevance pour une production journalière supérieure à 100 000 B.e.p /jour	44
Tableau 4 : Le pourcentage de TRP applicable selon les seuils.	47
Tableau 5 : Taux d' <i>UPLIFT</i> selon les zones	48
Tableau 6 : Le prix unitaire de montant de la TSF communiqué par ARH annuellement.....	56
Tableau 7 : le ratio R dans le cadre de la loi N°19-13	61
Tableau 8 : Les données de base d'un contrat de partage de production	77
Tableau 9 : Coûts d'investissements CAPEX en \$	80
Tableau 10: Coûts opératoires OPEX en \$.....	81
Tableau 11 : La production annuelle et la VP en \$	83
Tableau 12 : Montant de coût de transport en \$	86
Tableau 13 : Les montants de la redevance d'eau	87
Tableau 14 : Détermination du montant de la taxe superficielle selon la loi N°05-07	90
Tableau 15 : Détermination du montant de la taxe superficielle selon la loi N°19-13	90
Tableau 16: Les montants de la TSF à payer chaque année selon les deux lois.....	91
Tableau 17 : Détermination du montant à payer de la redevance selon les lois N° 05-07 et N°19-13 en \$	94
Tableau 18: Le taux TRP à appliquer.....	97
Tableau 19 : Le montant des coûts d'exploitation en \$.....	98
Tableau 20 : Détermination du <i>Pbi</i> en \$.....	99
Tableau 21 : Détermination du <i>Li</i> en \$.....	100
Tableau 22 : Détermination du taux de la TRP durant la période du projet en pourcentage (%)	101
Tableau 23 : Déterminations des tranches annuelles d'investissement de recherche <i>Upliftées</i>	104
Tableau 24 : Déterminations des tranches annuelles d'investissement de Développement et exploitation <i>Upliftées</i>	104
Tableau 25 : Détermination du revenu pétrolier et le montant de TRP à payer au titre de chaque exercice en \$.....	106
Tableau 26 : Le coefficient R selon le taux de l'IRH applicable.....	108
Tableau 27 : Déterminations du montant du Revenu Net et revenu Net Cumulé en \$	109
Tableau 28 : Déterminations du montant des dépenses Net et Net Cumulées en \$.....	110
Tableau 29 : Déterminations du taux d'IRH applicable selon chaque période en pourcentage (%).....	111
Tableau 30 : Déterminations du montant d'IRH à payer au titre de chaque exercice en \$...	113
Tableau 31 : Comparaison entre la TRP et l'IRH en \$	115
Tableau 32 : Le calcul du montant d'ICR à payer au titre de chaque exercice en \$.....	119
Tableau 33 : Le montant de l'IR à payer au titre de chaque exercice en \$	121
Tableau 34 : Comparaison entre les montants d'ICR et de l'IR en \$	123

Tableau 35 : Les montant total des produits fiscaux du projet selon la loi N°05-07 en \$	126
Tableau 36 : Les montant total des produits fiscaux du projet selon la loi N°19-13 en \$	128
Tableau 37 : Comparaison entre les produits fiscaux selon les deux lois	130
Tableau 38 : Les montants des dépenses de projet selon les lois N°05-07et N°19-13 en \$..	133
Tableau 39 : Le calcul des Cash-flows dans la phase exploitation (production) en \$	134
Tableau 40 : Le calcul des Cash-flows selon la loi N°05-07 en \$	136
Tableau 41 : Le calcul des cash-flows de SONATRACH selon la loi N°19-13 en \$.....	137
Tableau 42 : Le calcul des Cash-flows générés pour l'État selon les deux lois en \$.....	140
Tableau 43 : Représentation de la VAN par rapport au projet, SONATRACH et l'Etat selon les deux lois en \$	143
Tableau 44 : La part des parties dans le projet selon les deux lois en \$.....	146

Liste des Figures

Figure 1 : Industrie amont.....	6
Figure 2 : Schéma explicatif de la chaine pétrolière et gazière en Algérie	13
Figure 3 : Les types de contrats pétroliers	18
Figure 4 : Courbe représentative de la relation entre la VAN et le TRI.....	23
Figure 5 : La répartition des coûts dans l'amont pétrolier.....	24
Figure 6: Taux de rentabilité multiple	28
Figure 7: Présentation des CAPEX et OPEX	82
Figure 8 : Valeur de la production annuelle (VP en \$).....	84
Figure 9 : Présentation graphique du montant total de la taxe superficielle.....	92
Figure 10 : Le montant de la redevance durant la phase exploitation (production) selon les lois N°05-07 et N°19-13.....	95
Figure 11 : La quotepart de la redevance des deux partenaires selon les lois N°05-07 et N°19-13.....	96
Figure 12: Taux de TRP Applicable durant l'exercice	102
Figure 13 : Présentation graphique du montant du TRP	107
Figure 14 : Présentation graphique du taux d'IRH applicable durant l'exercice.....	112
Figure 15 : Présentation graphique du montant de l'IRH.....	114
Figure 16 : Comparaison entre les montants de TRP et l'IRH	116
Figure 17 : Le montant payé par SONATRACH et son associée	117
Figure 18 : Présentation graphique du montant d'ICR.....	120
Figure 19 : Présentation graphique du montant de l'IR	122
Figure 20 : Comparaison entre les montants de l'ICR et de l'IR.....	124
Figure 21 : Le montant payé par SONATRACH et son associée	125
Figure 22 : Représentation graphique des produits fiscaux selon la loi N°05-07.....	127
Figure 23 : Représentation graphique des produits fiscaux selon la loi N°19-13.....	129
Figure 24 : Présentations graphique entre les produits fiscaux selon les deux lois	131
Figure 25 : La représentation graphique des Cash-flows hors fiscalité durant la phase de production.....	135
Figure 26 : Cash-flows de SONATRACH cumulés selon les deux lois en \$.....	138

Figure 27 : Les Cash-flows générés pour l'État selon les deux lois	141
Figure 28 : La relation entre la VAN et le TRI (taux d'actualisation < TRI).....	144
Figure 29 : La relation entre la VAN et le TRI (taux d'actualisation > TRI).....	144
Figure 30 : Evolution de la fiscalité pétrolière durant la phase de production selon les deux lois	145

Table des matières

Table des Matières

Remerciements	
Dédicaces.....	
Dédicaces.....	
Sommaire	
Liste des abreviations	
INTRODUCTION GÉNÉRALE.....	1
Chapitre I : L'organisation des activités des hydrocarbures en Algérie	5
Introduction	5
Section 1 : La chaîne pétrolière et gazière en Algérie	6
1. L'INDUSTRIE DE L'AMONT PETROLIER ET GAZIER.....	6
1.1. La phase de recherche (ou exploration)	7
1.2. La phase de développement	8
1.3. La phase de production	9
1.4. L'abandon et la remise en l'état du site	10
2. L'INDUSTRIE DE L'AVANT PETROLIER ET GAZIER	10
2.1. La phase de transport par canalisation	11
2.2. La phase de raffinage et pétrochimie	11
2.3. La phase de commercialisation des hydrocarbures	12
Section 2 : Les relations contractuelles dans l'amont pétrolier	13
1. LA REDEFINITION DES ROLES DE DIFFERENTS ACTEURS DANS LE SECTEUR DES HYDROCARBURES	14
2. LES TYPES DE CONTRAT.....	15
2.1. Le contrat de participation.....	16
2.2. Le contrat de partage production	16
2.3. Le contrat de service a risque	17
Section 3 : L'investissement dans les projets pétroliers	19
1. EVALUATION DES PROJETS PETROLIERS ET GAZIERS	20
1.1. La Valeur Actuelle Nette (VAN).....	22
1.2. Taux de Rentabilité Interne (TRI ou TIR)	22
2. PROJETS DANS L'AMONT PETROLIER	23
2.1. Les dépenses d'exploration.....	24
2.1.1. La géophysique sismique	24
2.1.2. L'interprétation géologique et géophysique.....	25
2.1.3. Les forages d'exploration y compris les tests de puits	25
2.2. LES COÛTS DE DELINEATION OU D'APPRECIATION.....	25
2.2.1. Les investissements de développement (CAPEX).....	25

2.2.2. Les coûts d'exploitation (OPEX)	26
3. LE CRITERE DE LA VAN ET DU TRI	26
4. LES MODALITES DE CONCLUSION DE CONTRAT D'HYDROCARBURES.....	28
Conclusion	30
Chapitre II : Les dispositions fiscales des récentes lois sur les hydrocarbures (N°05-07 et N° 19-13)	33
Introduction	33
Section 1 : L'ancienne loi sur les hydrocarbures et son dispositif fiscal.....	33
1. Evolution du régime fiscal avant et après l'adoption de la loi de 2005	34
1.3. LA LOI DE 2005	35
1.4. CREATION D'ALNAFT ET ARH	38
1.4.1. ALNAFT.....	39
1.4.2. L'Autorité de Régulation des Hydrocarbures	40
2. LES DISPOSITIONS FISCALES DE LA LOI N° 05-07	42
2.1. La taxe superficière.....	42
2.2. La redevance.....	43
2.3. La taxe sur le revenu pétrolier (TRP)	45
2.4. Impôt complémentaire sur le résultat (ICR).....	48
Section 2 : Le dispositif fiscal de la nouvelle loi sur les hydrocarbures N°19-13.....	49
1. LA REFORME DU REGIME JURIDIQUE DES HYDROCARBURES AU PLAN FISCAL ET CONTRACTUEL : LA LOI N°19-13 DU 11 DECEMBRE 2019	49
1.1. Les agences d'hydrocarbures	50
1.1.1. ALNAFT.....	50
A. Les autorisations accordées par L'ALNAFT	51
B. Le cas d'infraction et sanction	52
1.1.2. ARH.....	53
A. Les autorisations accordées par l'ARH.....	53
B. Le cas d'infraction et sanction	53
1.2. Le maintien de la règle 51/49	54
2. LES DISPOSITIONS FISCALE DE LA LOI N° 19-13.....	55
2.1. La taxe superficière.....	56
2.2. La Redevance Hydrocarbures.....	57
2.3. L'impôt Sur Le Revenu Hydrocarbure (IRH)	59
2.4. L'impôt sur le résultat (IR).....	62
2.5. L'impôt sur la rémunération du Co-contractant étranger.....	63
2.6. La redevance forfaitaire sur la production anticipée	64
Conclusion	64
Chapitre III : Étude comparative de l'impact et du rendement de la fiscalité pétrolière entre l'ancienne et la nouvelle loi sur les hydrocarbures	67
Introduction	67

Section 1 : Présentation du groupe SONATRACH et de la Direction Commercialisation	67
1. Présentation de SONATRACH.....	67
1.1. APERÇU HISTORIQUE SUR LA SONATRACH	68
1.2. L'EVOLUTION DE LA SONTARACH.....	70
1.3. LES MISSIONS DE LA SONATRACH	70
1.4. LE ROLE DE LA SONATRACH	71
1.5. LES OBJECTIFS DE LA SONATRACH.....	72
2. Présentation de la Direction Commercialisation (COM)	72
2.1. LES PRODUITS COMMERCIALISES PAR SONATRACH.....	72
2.1.1. Les hydrocarbures liquides	72
2.1.2. Les hydrocarbures gazeux	73
2.2. LES MISSIONS DE LA DIRECTION COMMERCIALISATION (COM)	73
2.3. L'ORGANISATION DE LA DIRECTION COMMERCIALISATION.....	74
2.4. PRESENTATION DE LA DIRECTION FINANCES	74
2.4.1. Les missions de la direction des finances	75
Section 2 : Analyse de l'impact des nouvelles dispositions fiscales de la loi N°19-13 sur la rentabilité des projets pétrolier et le rendement des impôts.....	76
1. Les données relatives au cas du projet pétrolier étudié	77
2. Les investissements engendrés par ce projet	79
2.1. LES CAPEX	79
2.2. LES COÛTS OPERATOIRES OPEX.....	81
2.3. LA VALEUR DE LA PRODUCTION	82
2.4. LE CALCUL DES AUTRES DEPENSES LIES AU PROJET.....	84
2.4.1. Le coût de formation	84
2.4.2. Le calcul du coût d'achat du gaz.....	85
2.4.3. Le coût de transport.....	85
2.4.4. La redevance d'eau.....	86
3. Le calcul des montants des taxes et impôts	88
3.1. ANALYSE DETAILLEE DES RESULTATS OBTENUS RELATIFS A LA FISCALITE PETROLIERE	88
3.1.1. Taxe superficielle.....	88
a. Détermination du montant de la taxe selon la loi N° 05-07	89
b. Détermination du montant de la taxe selon la loi N° 19-13.....	90
3.1.2. La redevance	93
3.1.3. La taxe sur le revenu pétrolier / impôt sur le revenu des hydrocarbures.....	96
3.1.3.1. Le calcul de la taxe sur le revenu pétrolier selon la loi N° 05-07	96
A. Détermination du taux de la TRP.....	97
B. Détermination du revenu pétrolier et la TRP à payer au titre de chaque exercice	103

3.1.3.2. L'impôt sur le revenu des hydrocarbures (IRH) selon la loi N°19-13	107
A. Détermination du taux d'IRH	108
B. Détermination du montant d'IRH à payer au titre de chaque exercice	112
3.1.3.3. Comparaison entre la TRP et l'IRH.....	115
3.1.4. L'Impôt Complémentaire sur le Résultat (ICR) / Impôt sur le Résultat (IR) ...	118
3.1.4.1. Calcul de l'ICR selon la loi N°05-07.....	118
3.1.4.2. Calcul de l'IR selon la loi N° 19-13	120
3.1.4.3. Comparaison entre l'ICR et l'IR	123
4. Le produit fiscal de l'application des taxes selon les deux lois N°05-07 et N°19-13.....	126
4.1. LES PRODUITS FISCAUX SELON LA LOI N° 05-07	126
4.2. LES PRODUITS FISCAUX SELON LA LOI N°19-13	128
4.3. COMPARAISON ENTRE LES PRODUITS FISCAUX SELON LES DEUX LOIS	130
Section 3 : Le calcul des paramètres de rentabilité liés au projet étudié selon les deux lois N°05-07 et N°19-13.....	132
1. Estimation des cash-flows	132
1.1. ESTIMATION DES CASH-FLOWS DU PROJET	132
1.2. ESTIMATION DES CASH-FLOWS DE LA SONATRACH	135
1.3. ESTIMATION DES CASH-FLOWS DE L'ÉTAT	139
2. L'application des critères d'évaluation de la rentabilité d'un projet par SONATRACH	142
2.1. LE CRITERE DE LA VAN	142
2.2. LE CALCUL DE LA TRI	143
3. Le rendement de la fiscalité pétrolière sur le revenu de l'Etat	145
4. Résultat global après simulation	146
Conclusion	147
CONCLUSION GÉNÉRALE	148
Bibliographie	151
Annexes	153
Liste des tableaux	155
Table des matières	158
Résumé.....	
Abstract.....	
ملخص	

Résumé

L'objet de cette recherche est d'analyser l'impact des modifications dans les dispositions fiscales, introduites successivement par la loi N°05-07 puis par la loi N°19-13 sur les hydrocarbures, sur la rentabilité du projet d'investissement d'un côté et le rendement fiscal des impôts, de l'autre. Après une revue des concepts clés et des modalités d'organisation de l'activité d'exploration et d'exploitation de gisement pétrolier, la recherche s'est attelée, dans un premier temps, à montrer comment la SONATRACH évalue la rentabilité de ses investissements des projets amont pétrolier en utilisant des critères d'évaluation tels que VAN et TRI. Et dans un deuxième temps, à examiner les différences en terme de rendement des impôts survenus successivement aux changements opérés sur la fiscalité pétrolière.

Les résultats de cette analyse font état d'une rentabilité positive de projet pétrolier étudié et un rendement d'impôts assuré selon les deux lois sur les hydrocarbures, néanmoins une partie de rendement était sacrifiée sous le régime fiscal de la loi N° 19-13 au but d'attirer plus d'investisseurs étrangers en payant moins de taxes.

Mots clés : fiscalité pétrolière, rendement des impôts, rentabilité des projets d'investissement, valeur actuelle nette, taux de rentabilité interne.

Abstract

The purpose of this research is to analyze the impact of the changes in the tax provisions, successively introduced by Law No. 05-07 and then by Law No. 19-13 on hydrocarbons, on the profitability of the investment project on the one hand and the tax yield on the other. After a review of the key concepts and organizational modalities of the exploration and exploitation of oil fields, the research first focused on showing how SONATRACH evaluates the profitability of its investments in upstream oil projects using evaluation criteria such as the actual net value and the internal rate of return. Secondly, to examine the differences in terms of tax returns that have occurred successively to the changes made in oil taxation.

The results of this analysis show a positive profitability of the oil project studied and a tax yield guaranteed according to the two hydrocarbon laws, nevertheless part of the yield was sacrificed under the tax regime of law No. 19-13 in order to attract more foreign investors by paying less taxes.

Keywords : Oil taxation, Tax return, Profitability of investment projects, Actual Net Value, Internal rate of return.

ملخص

يهدف هذا البحث إلى تحليل أثر التغييرات في الأحكام الضريبية، التي أدخلها القانون رقم 05-07 ثم القانون رقم 13-19 المتعلق بالمحروقات، على ربحية المشروع الاستثماري من جهة والعائد الضريبي من جهة أخرى. بعد مراجعة المفاهيم الأساسية والطرائق التنظيمية لاستكشاف واستغلال حقول النفط، ركز البحث أولاً على إظهار كيفية تقييم سوناطراك لربحية استثماراتها في مشاريع التنقيب عن النفط باستخدام معايير التقييم مثل صافي القيمة الحالية ومعدل العائد الداخلي. ثانياً، دراسة الاختلافات من حيث الإقرارات الضريبية التي حدثت على التوالي للتغييرات التي تم إجراؤها في ضرائب النفط.

تظهر نتائج هذا التحليل ربحية إيجابية للمشروع النفطي المدروس وعائداً ضريبياً مضموناً وفقاً لقانوني المحروقات، ومع ذلك تم التضحية بجزء من العائد بموجب النظام الضريبي للقانون رقم 13-19 من أجل جذب المزيد من المستثمرين الأجانب من خلال دفع ضرائب أقل.

الكلمات المفتاحية : الجباية البترولية، الإقرارات الضريبية، العائد الضريبي، صافي القيمة الحالية، معدل العائد

الداخلي.