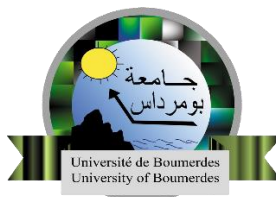


REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA – BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de Master

Filière : Hydrocarbures

Option : Économie des hydrocarbures

Évaluation des projets selon la nouvelle loi (N° 19-13) et l'ancienne loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relatives aux hydrocarbures : Étude comparative

Réalisé par :

ZEBIRI Brahim

CHEBBAH Abd Elhadi

Promoteur :

Dr. HADDAD Souhila

Jurée d'évaluation

	Grades	Université/Affiliation
Examineur
Examineur
Examineur

Année universitaire : 2021 / 2022

REMERCIEMENTS

En premier lieu, nous tenons à remercier notre ALLAH, notre créateur pour la volonté, la santé et la patience qu'il nous a donné afin de réaliser ce modeste travail.

À Mme S.HADDAD, qu'elle soit remercié d'abord pour avoir accepté de diriger ce travail, ensuite pour son aide et ses conseils qu'elle n'a cessé de me prodiguer au long de la réalisation de mémoire.

À Mme L. SLIMANI pour le temps qu'elle nous a consacré, pour ses réponses à nos questions et pour nous fournir par les informations nécessaires à la réalisation de ce travail.

Enfin, nous profitons l'occasion pour remercier tous les enseignants du département d'Economie et Commercialisation des Hydrocarbures et en particulier l'équipe des enseignants de MAEH 17.

DÉDICACE

Je dédie ce travail à ma famille et mes amis. À ma mère et mon père, à mes frères (Yahia et Larbi) et sœurs pour leur encouragement à la progression de mes études. À tous mes amis spécialement : Aymen, Omar, Saïd, Zaki, Ibrahim.

Zebiri Brahim

Je dédie ce travail à mes parents qui ont été ma source d'inspiration, à mes frères, sœurs, parents, mes amis et mes camarades. Enfin, un merci spécial à mes amis : Khaled, Kadirou, Zaki, Yacine, Mohamed.

Chebbah Abd Elhadi

RÉSUMÉ

L'objet de notre étude est la comparaison entre la nouvelle loi sur les hydrocarbures (N° 19-13) et l'ancienne loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01), En particulier, l'aspect fiscal et contractuel de l'amont pétrolier des deux lois.

En basant sur des données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH, nous avons étudié la fiscalité appliquée sur les contrats « Hassi Messaoud » et « Touggourt Est » et leurs rentabilités selon les deux lois.

Cette analyse nous permet de mesurer l'impact de la nouvelle loi sur les revenus et sa capacité à atteindre les objectifs visée. L'évaluation de ces projets est basée principalement sur deux approches : l'approche déterministe et probabiliste.

Les résultats montrent que les deux projets sont rentables, mais les résultats du régime fiscal de la loi (N° 19-13), par rapport aux celles de la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01), a eu pour conséquence :

- Une augmentation des revenus de SONATRACH et la baisse de celles de l'ETAT pour le projet « Hassi Messaoud I ».
- Une baisse des revenus de SONATRACH et l'augmentation de celles de l'ETAT pour le projet « Touggourt Est I ».

ABSTRACT

The purpose of our study is the comparison between the new law on hydrocarbons (No. 19-13) and the old law (No. 05-07) amended by the law (No. 13-01), In particular, the fiscal and contractual aspect of upstream oil of the two laws.

Based on data provided by the department of economic evaluation and statistics of the IAP - SONATRACH, we studied the taxation applied on the contracts "Hassi Messaoud" and "Touggourt East" and their profitability according to the two laws.

This analysis allows us to measure the impact of the new law on revenues and its ability to achieve the objectives. The evaluation of these projects is based mainly on two approaches: the deterministic and probabilistic approach.

The results show that both projects are profitable, but the results of the tax regime of the law (No. 19-13), compared to those of the law (No. 05-07) amended by the law (No. 13-01), resulted in

- An increase in SONATRACH's revenues and a decrease in those of the STATE for the "Hassi Messaoud I" project.
- A decrease in SONATRACH's revenues and an increase in those of the STATE for the "Touggourt Est I" project.

LISTE DES ABBREVIATIONS

- ALNAFT** : Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures
- ARH** : Agence de régulation des hydrocarbures
- SONATRACH** : Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport et la Transformation et la Commercialisation des Hydrocarbures
- SPA** : Société par actions
- SPE** : Stratégie, Planification & Économie
- E / P** : L'Activité Exploration-Production
- B.E.P** : Baril équivalent pétrole
- CAPEX** : Dépenses d'exploration et de développement
- OPEX** : Dépenses d'exploitation
- ART** : Article
- F.O.B** : Free on board.
- GNL** : Gaz Naturel Liquéfié
- GN** : Gaz naturel
- GPL** : Gaz propane Liquéfié
- T.E.P** : Tonne Équivalent Pétrole
- HSE** : Santé, sécurité & environnement
- T.S** : Taxe superficiaire
- T.R.P** : Taxe sur le Revenu Pétrolier
- P.Bi** : Profit brut
- I.C.R** : Impôt Complémentaire sur le Résultat
- I.R** : Impôt sur le Résultat
- C.A** : Chiffre d'affaires
- P.V** : Valeur de Production
- T.C.M** : Taux de Change Moyen à la vente de dollars des États Unies d'Amérique

T_m : taux de change moyen du mois calendaire précédent chaque paiement.

T.P.E : Taxe sur les Profits Exceptionnels

V.A.N : La Valeur Actuelle Nette

C.F : Cash-flows

T.R.I : Le Taux de Rentabilité Interne

P.O.T: Pay Out Time

DA : Dinar algérien

MM\$US : Million de dollar américain

MM B.E.P : Million de barrel équivalant pétrole

N° : Numéro

T.V.A : Taxe sur la Valeur Ajoutée

LISTE DES TABLEAUX

Tableau. II. 1 : Les montants de la taxe superficiare en (DA / KM2)	34
Tableau. II. 2 : Les taux de redevance par les tranches de production	35
Tableau. II. 3 : Pourcentages de déduction annuelle et taux d'UPLIFT	37
Tableau. II. 4 : Les taux de la taxe sur le revenu pétrolier (TRP)	37
Tableau. II. 5 : Les taux de L'impôt complémentaire sur le résultat (I.C.R)	39
Tableau. II. 6 : Les montants de la taxe superficiare en (DA / KM2)	43
Tableau. II. 7 : Les taux de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures (I.R.H).....	45
Tableau. II. 8 : Les taux réduits d'I.R.H	47
Tableau. IV. 1 : Les investissements de recherche en MM\$US	72
Tableau. IV. 2 : Les investissements de développement en MM\$US	72
Tableau. IV. 3 : La taxe superficiare en MM\$US	73
Tableau. IV. 4 : La taxe superficiare en MM\$US	74
Tableau. IV. 5 : La redevance en MM\$US.....	75
Tableau. IV. 6 : La redevance en MM\$US.....	75
Tableau. IV. 7 : Le taux d'UPLIFT appliqué	76
Tableau. IV. 8 : Les déductions autorisées de l'année 2024 en MM\$US	76
Tableau. IV. 9 : Les déductions autorisées de l'année 2024 en MM\$US	77
Tableau. IV. 10 : Les charges de l'année 2024 en MM\$US	79
Tableau. IV. 11 : Les charges de l'année 2024 en MM\$US	80
Tableau. IV. 12 : Les résultats économiques du projet	81
Tableau. IV. 13 : Les résultats économiques du projet	82
Tableau. IV. 14 : Les investissements de recherche en MM\$US	85
Tableau. IV. 15 : Les investissements de développement en MM\$US	85
Tableau. IV. 16 : La taxe superficiare en MM\$US	87
Tableau. IV. 17 : La taxe superficiare en MM\$US	87
Tableau. IV. 18 : La redevance en MM\$US.....	88
Tableau. IV. 19 : La redevance en MM\$US.....	88
Tableau. IV. 20 : Le taux d'UPLIFT appliqué	89
Tableau. IV. 21 : Les déductions autorisées de l'année 2024 en MM\$US	90
Tableau. IV. 22 : Les déductions autorisées de l'année 2025 en MM\$US	91
Tableau. IV. 23 : Les charges de l'année 2024 en MM\$US	93
Tableau. IV. 24 : Les charges de l'année 2024 en MM\$US	94
Tableau. IV. 25 : Les résultats économiques du projet	95
Tableau. IV. 26 : Les résultats économiques du projet	96

LISTE DES FIGURES

Figure. I. 1 : Les risques de l'activité E / P	23
Figure. III. 1 : La T.R.I graphiquement	56
Figure. III. 2 : Modèle déterministe.....	58
Figure. III. 3 : Modèle probabiliste	58
Figure. III. 4 : Approche probabiliste.....	58
Figure. III. 5 : La structure de l'arbre de décision.....	59
Figure. IV. 1 : Logo de SONATRACH.....	63
Figure. IV. 2 : Schéma organisationnel et fonctionnel de la SONATRACH.....	65
Figure. IV. 3 : L'organigramme de La Division Exploration.....	68
Figure. IV. 4 : Présentation du périmètre « HASSI MESSAOUD II »	71
Figure. IV. 5 : Présentation des CAPEX et OPEX en MM\$US.....	72
Figure. IV. 6 : Evolution de la production annuelle en MMBBL	73
Figure. IV. 7 : Evolution de La taxe superficiare de projet selon les deux lois en MM\$US	74
Figure. IV. 8 : Evolution de La redevance de projet selon les deux lois en MM\$US	75
Figure. IV. 9 : Evolution de T.R.P et d'I.R.H de projet en MM\$US	78
Figure. IV. 10 : Evolution d'I.C.R et d'I.R de projet en MM\$US.....	81
Figure. IV. 11 : Cash-flows cumulés de l'Etat selon les deux lois en MM\$US.....	82
Figure. IV. 12 : Cash-flows cumulés de l'Etat selon les deux lois en MM\$US.....	83
Figure. IV. 13 : Présentation du périmètre « Touggourt Est I »	84
Figure. IV. 14 : Présentation des CAPEX et OPEX en MM\$US.....	85
Figure. IV. 15 : Evolution de la production annuelle en MM B.E.P	86
Figure. IV. 16 : Evolution de La taxe superficiare de projet selon les deux lois en MM\$US	87
Figure. IV. 17 : Evolution de La redevance de projet selon les deux lois en MM\$US	89
Figure. IV. 18 : Evolution de T.R.P et d'I.R.H de projet en MM\$US	92
Figure. IV. 19 : Evolution d'I.C.R et d'I.R de projet en MM\$US.....	95
Figure. IV. 20 : Cash-flows cumulés de l'Etat selon les deux lois en MM\$US.....	96
Figure. IV. 21 : Cash-flows cumulés de SONATRACH selon les deux lois en MM\$US	97

SOMMAIRE

REMERCIEMENTS	2
DÉDICACE	3
RÉSUMÉ	4
ABSTRACT	5
LISTE DES ABREVIATIONS	6
LISTE DES TABLEAUX	8
LISTE DES FIGURES	9
SOMMAIRE.....	10
INTRODUCTION GÉNÉRALE.....	14
Problématique.....	15
CHAPITRE I Généralité sur l'activité Exploration / Production.....	17
Introduction du chapitre	18
1. Les étapes d'un projet d'E/P	19
1.1. Etape exploration	19
1.2. Etape développement.....	19
1.3. Etape exploitation	19
2. Les caractéristiques de l'activité E/P.....	19
3. Les coûts techniques de l'activité E/P	20
3.1. La géologie pétrolière.....	20
3.2. La géophysique.....	20
3.3. Forage d'exploration	20
3.4. La production de pétrole.....	21
4. Le risque lié à l'industrie des hydrocarbures	21
5. Les différents types de risque de l'activité E/P	22
5.1. Risque géologique	22
5.2. Risque économique.....	22
5.3. Risque politique.....	22
5.4. Risque associé	23
6. Notion des réserves.....	23
6.1. Réserves prouvées	23

6.2. Réserves probables et possibles	24
6.3. Réserves prouvées récupérables	24
Conclusion du chapitre.....	25
CHAPITRE II : Le régime contractuel et fiscal	26
Introduction du chapitre	27
1. Présentation des éléments de la nouvelle loi	28
1.1. Dispositions transitoires.....	28
1.2. Cadre institutionnel.....	28
1.3. Maintien de la règle 51/49 pour tout contrat d'hydrocarbures	29
1.4. Les formes différentes des contrats d'hydrocarbures	29
1.5. Durée des contrats d'hydrocarbures	32
1.6. Dispositions fiscales.....	32
2. Le régime fiscal selon la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01).....	33
2.1. La taxe superficielle	33
2.2. La Redevance Pétrolière.....	34
2.3. La taxe sur le revenu pétrolier (T.R.P).....	36
2.4. L'impôt complémentaire sur le résultat (I.C.R)	38
2.5. Les taxes spécifiques	39
3. Le régime fiscal selon la loi (N° 19-13)	42
3.1. La taxe superficielle	42
3.2. La redevance hydrocarbures	43
3.3. L'impôt sur le revenu des hydrocarbures (I.R.H).....	44
3.4. L'impôt sur le résultat (I.R).....	45
3.5. L'impôt sur la rémunération du co-contractant étranger.....	46
3.6. La redevance forfaitaire sur la production anticipée	46
3.7. L'application de taux réduits	46
3.8. Les taxes spécifiques	47
Conclusion du chapitre.....	49
CHAPITRE III : L'évaluation économique du projet	50
Introduction du chapitre	51
1. Les caractéristiques de l'industrie pétrolière	52
2. La chaîne de valeur de l'industrie pétrolière.....	52
3. L'évaluation économique d'un projet pétrolier	52

3.1. L'investissement (CAPEX).....	53
3.2. Les dépenses d'exploitation (OPEX).....	53
3.3. L'amortissement.....	53
3.4. L'actualisation	54
3.5. L'inflation.....	54
3.6. Le prix des hydrocarbures	54
4. Les risques liés à l'amont pétrolier.....	55
5. Les critères d'évaluation des projets d'investissement	55
5.1. Approche déterministe	55
5.2. Approche probabiliste.....	57
Conclusion du chapitre.....	60
CHAPITRE IV : Évaluation économique des projets réels.....	61
Introduction du chapitre	62
1. Présentation de la société SONATRACH.....	63
1.1. Historique.....	63
1.2. Description du groupe pétrolier SONATRACH	63
1.3. Position du groupe SONATRACH sur le plan international	64
1.4. Organisation de l'entreprise.....	64
1.5. La division exploration	67
1.6. Le département Évaluation Économique et Statistique	69
ETUDE DE CAS	70
Les hypothèses technico-économiques	70
LE CONTRAT « HASSI MESSAOUD »	70
1. Plan de position du périmètre « HASSI MESSAOUD II ».....	70
2. Les données technico-économiques.....	71
2.1. Les Investissements de Recherche et Développement (CAPEX).....	71
2.2. Les coûts opératoires (OPEX)	72
2.3. Profil de production	72
3. Le calcul des montants des taxes et impôts.....	73
3.1. La taxe superficielle	73
3.2. La Redevance.....	74
3.3. La taxe sur le revenu pétrolier/L'impôt sur le revenu des hydrocarbures	76
3.4. L'impôt complémentaire sur le résultat / L'impôt sur le résultat.....	78

4. L'étude économique du projet « HASSI MESSAOUD ».....	81
4.1. Selon la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01)	81
4.2. Selon la loi (N° 19-13).....	82
LE CONTRAT « TOUGGOURT EST ».....	83
1. Plan de position du périmètre « Touggourt Est I »	83
2. Les données technico-économiques.....	84
2.1. Les Investissements de Recherche et Développement (CAPEX).....	84
2.2. Les coûts opératoires (OPEX) :	85
2.3. Profil de production	85
3. Le calcul des montants des taxes et impôts.....	86
3.1. La taxe superificiaire	86
3.2. La Redevance.....	88
3.3. La taxe sur le revenu pétrolier/L'impôt sur le revenu des hydrocarbures	89
3.4. L'impôt complémentaire sur le résultat / L'impôt sur le résultat.....	92
4. L'étude économique du projet « TOUGGOURT EST ».....	95
4.1. Selon la loi 05-07 amendée par la loi (N° 13-01).....	95
4.2. Selon la loi (N° 19-13).....	96
Conclusion du chapitre.....	98
CONCLUSION GÉNÉRALE	100
BIBLIOGRAPHIE	103
OUVRAGE	103
Thèses et Mémoires.....	103
Articles et revues.....	103
Webographie.....	103

INTRODUCTION GÉNÉRALE

L'économie Algérienne dépend essentiellement des revenus des exportations d'hydrocarbures, donc l'État intervient pour organiser, protéger et développer cette richesse ainsi que pour profiter de ses produits d'une manière efficace, tout en offrant des opportunités à l'investissement étranger, afin de profiter de l'expertise et des techniques développées, et cela, grâce à des contrats de partenariat, dans la mesure où elle peut contribuer au développement de l'économie nationale, ainsi que la possibilité de l'intégration de technologies étrangères dans le domaine des hydrocarbures.

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

Le secteur des hydrocarbures représente le principal pourvoyeur de ressources financières en Algérie et 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. En effet, les appels d'offres lancés dans le cadre de la loi (N° 05-07) n'ont pas réalisé les résultats escomptés durant ces dernières années.

Au-delà de ces éléments endogènes, l'ordre énergétique mondial a subi de profondes mutations. L'offre mondiale se caractérise désormais par une forte abondance de la production d'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 redynamiser ce secteur stratégique, moteur de l'économie algérienne et premier pourvoyeur du budget de l'Etat.

La nouvelle loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures, élaborée et introduite par le secteur de l'énergie, intervient à la suite du diagnostic fait sur des activités « hydrocarbures » en Algérie.

Ainsi et pour rappel, la loi 28 avril 2005 a été adoptée dans le but d'améliorer les conditions de l'investissement dans le secteur des hydrocarbures et d'assurer les financements à la mesure du potentiel dans le domaine minier. Et aussi pour moderniser le système fiscal et attirer les investisseurs étrangers par une participation désormais majoritaire dans l'exploitation de la ressource. La controverse suscitée et la rapide évolution de la scène énergétique mondiale ont d'abord eu comme effet de geler la publication des instruments de mise en œuvre de la loi et puis de l'amender.

Malheureusement en raison de facteurs endogènes et exogènes qui ont limité l'attractivité de notre domaine minier, cette loi n'a pas produit les effets escomptés bien qu'amendée quatre fois (2006 – 2013 – 2014 - 2015).

Problématique

Après que la loi sur les hydrocarbures du 28 avril 2005 n'ait pas atteint les objectifs de la réforme engagée malgré quatre réformes, une nouvelle réglementation juridique et fiscale est entrée en vigueur le 22 décembre 2019.

En fait, les résultats sont loin d'être significatifs, le nombre limité de contrats signés depuis la réforme introduite par la loi n° 0507 du 28 avril 2005a eu les conséquences suivantes :

Une tendance à la baisse des réserves depuis 2005 (60 % des réserves initiales d'hydrocarbures sont épuisés)

Une baisse drastique des activités d'exploration de l'association et une réduction de la contribution des partenaires étrangers aux efforts de rénovation des réserves nationales.

Le nombre moyen de découvertes liées n'a pas dépassé deux (02) découvertes par an depuis 2010.

L'objectif principal de cette étude est de faire une comparaison entre les lois suscitées en analysant les différentes composantes de la fiscalité de chaque loi correspond à l'activité de l'amont pétrolier, ce qui nous amène à poser la problématique suivante :

- Pour quel but l'Algérie à créer cette nouvelle loi (N° 19-13) ?
- Quel est l'impact fiscal des lois relatives aux hydrocarbures sur l'activité amont?
- Quel est l'impact de cette loi sur le revenu de l'Etat et de SONATRACH respectivement ?

Pour mieux orienter notre travail, nous avons formulé les hypothèses suivantes :

- Le régime fiscal prévu par la nouvelle loi 19-13 a connu des améliorations, attractivités juridique ;
- Le régime fiscal prévu par l'ancienne loi demeure insignifiant à défaut de publication de plusieurs décrets d'application relatifs à la fiscalité de l'amont pétrolier ;
- Les législateurs doivent apporter une nouvelle loi plus attractive pour les investisseurs étrangers, tout en gardant un caractère fiscal qui permet de garantir le revenu pour l'État.

Dans cette optique vient cette étude, dont le plan de travail est le suivant :

Notre mémoire est structurée en quatre chapitres, le premier chapitre porte sur des généralités sur l'activité amont.

Dans Le deuxième chapitre nous introduirons la fiscalité selon les deux lois et leurs composantes fiscales. Les critères d'évaluation économique d'un projet d'investissement sont introduits en troisième chapitre.

En fin, dans Le quatrième et dernier chapitre nous avons commencé d'abord par la présentation de la société SONATRACH et ses différentes divisions, notamment la division qui nous a proposé

le sujet d'étude. La deuxième partie sera une étude sur les projets économique de HASSI MESSAOUD et TOUGGERT EST premièrement en va entamer tous les hypothèses et les tableaux qui nous ont permis de réalisé une étude comparative entre le revenu de l'État et le revenu de SONATRACH, après on va faire une analyse comparative entre les résultats obtenus par chaque loi, nous terminons notre étude par une conclusion générale portant sur ce qui a été conçu.

CHAPITRE I

Généralité sur l'activité Exploration / Production

Introduction du chapitre

Les activités de l'amont pétrolier sont liées aux activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures. Ces activités requièrent des investissements massifs. Les caractéristiques essentielles de l'amont pétrolier ont trait au caractère international avec accès aux réserves régies par la réglementation du pays prospecté, au risque élevé (1 puits sur 3 à 5 aboutit à une découverte), très capitalistique en couvrant plus de 60% des investissements de toute l'industrie pétrolière et gazière et dont la rentabilité est à long terme et exposée aux événements politiques.

1. Les étapes d'un projet d'E/P

Un projet est un processus unique qui consiste en un ensemble d'activités coordonnées comportant des dates de début et de fin.

Un projet d'exploration – production est défini comme étant une succession continue et complémentaire de plusieurs travaux pétroliers qui ont le but de découvrir de nouveaux gisements d'hydrocarbures économiquement exploitables. La réalisation de ce dernier comporte plusieurs étapes distinctes :

- L'étape exploration ;
- L'étape développement ;
- L'étape exploitation.

1.1. Etape exploration

La première étape du processus étudié consiste bien entendu, à rechercher les gisements d'hydrocarbures qui seront exploitées, si les conditions technico-économiques le permettent. L'objectif de la prospection est de localiser un gisement. L'exploration doit en vérifier l'existence et en évaluer l'importance et la qualité grâce à des forages dont l'emplacement est déterminé en associant géologie et géophysique. La phase exploration apporte un lot important d'informations sur le gisement découvert qui sont :

- Estimation des réserves ;
- Pré-évaluation (géologique, technique, économique) ;
- Calcul des profits de production, des investissements et des dépenses d'exploitation, calculs économiques.

1.2. Etape développement

A l'issus de la phase de délinéation, si les caractéristiques du gisement découvert paraissent suffisantes pour en envisager l'exploitation, s'enclenche alors la phase de développement qui consiste à forer les futurs puits producteur et à installer tous les matériels connexes permettant la production.

1.3. Etape exploitation

Il s'agit des travaux permettant l'extraction des hydrocarbures pour les rendre conformes aux spécifications de transport par canalisation et de commercialisation (récupération, raffinage, stockage).

2. Les caractéristiques de l'activité E/P

Cette activité se distingue des autres par les traits suivants :

- Le caractère international avec accès aux réserves régies par la réglementation du pays prospecté.
- Un risque élevé (1puit sur 3 à 5 aboutit à une découverte).

- Elle est très capitalistique en couvrant plus de 60 % des investissements de toute l'industrie pétrolière et gazière.
- La rentabilité à long terme : la découverte et la production s'étalent sur plusieurs années, et les profits de production sont d'une durée supérieure à 10/15 années ;
- Elle est exposée aux événements politiques

3. Les coûts techniques de l'activité E/P

3.1. La géologie pétrolière

Étude de la Terre, son histoire, sa structure, sa composition, des formes de vie qui l'habitent et des processus qui contribuent à son évolution permanente. Discipline scientifique fondamentale servant à identifier les objectifs pétroliers et à définir la structure du réservoir Les domaines d'études géologiques s'articulent essentiellement autour de quatre disciplines:

- La sédimentologie ou étude des roches sédimentaires ;
- La stratigraphie ou organisation temps/espace des roches sédimentaires ;
- La géologie structurale ou étude des déformations, fracturations ;
- La géochimie organique ou étude du potentiel des roches à produire des hydrocarbures.

3.2. La géophysique

La connaissance des caractéristiques du terrain en surface n'est pas suffisante pour permettre d'extrapoler les propriétés du sous-sol. De plus, dans les zones margées, rien n'est pas visible. C'est pourquoi on a recours aux méthodes géophysiques d'exploration. Celles-ci consistent à effectuer des mesures de grandeurs physiques fondamentales en profondeur : champs gravitationnels, champ magnétique, résistance électrique, et à en interpréter les résultats en termes géologiques.

Ces méthodes géophysiques se déclinent suivant trois approches principales : (la magnétométrie, la gravimétrie et la sismique). Si les deux premières méthodes citées ne sont utilisées que marginalement, la sismique représente en revanche 90% des opérations géophysiques.

La sismique permet de réaliser une véritable échographie du sous-sol en y étudiant propagation d'ondes et fournit aux explorateurs des informations sur les structures et la stratigraphie du sous-sol.

3.3. Forage d'exploration

Le forage est l'étape ultime et l'arbitre suprême du processus d'exploration. En effet, la connaissance du sous-sol, acquise grâce aux études géologiques, permet d'évaluer globalement l'intérêt d'un prospect, mais ne donne pas la possibilité d'affirmer que le gisement pressenti existe bien. Seul l'accès direct au sous-sol, grâce au forage, en apporte diverses informations sur la lithologie et les fluides.

3.4. La production de pétrole

Les sommes dépensées en exploration sont entièrement risquées. Si l'exploration aboutit, c'est-à-dire si du pétrole ou du gaz est découvert en quantités commercialisables, le pétrolier doit encore assumer les dépenses de développement du champ : équipement, mise en production et évacuation du pétrole.

4. Le risque lié à l'industrie des hydrocarbures

Les principales différences entre l'industrie du pétrole et autres industries proviennent de l'incertitude qui règne sur l'existence de la matière première. Il n'existe malheureusement pas à l'heure actuelle, de moyen sur qui permet de savoir si le sous-sol de la terre recèle du pétrole en un point donné.

Toutes les méthodes utilisées ne donnent qu'une idée générale de la structure de ce sous-sol et il faut faire un ou plusieurs forages pour savoir s'il existe un gisement, de plus même lorsque le pétrole jaillit, il n'est pas certain que la commercialisation des réserves découvertes soit rentable.

Il faudra encore faire plusieurs forages qui donneront une première idée de l'importance des réserves trouvées.

En raison de la profondeur des gisements et surtout du coût très élevé des travaux de recherche, le risque financier est beaucoup plus considérable que dans les autres industries.

L'étape d'exploration est très coûteuse et comporte une très grande part de risque (géologique, économique, risque du pays, risque associé), les explorateurs attribuent à chaque événement sa probabilité d'occurrence dans la nature, alors la probabilité d'existence des hydrocarbures est calculée par la combinaison des probabilités des événements y contribuant.

Ces événements sont :

- l'existence d'une roche mère riche en matière organique susceptible de produire des hydrocarbures.
- les migrations des hydrocarbures avec ses deux types : primaire et secondaire ;
- l'existence d'une roche réservoir présentant de bonnes caractéristiques : porosité, perméabilité lui permettant de contenir les hydrocarbures ainsi que leur circulation.
- la présence d'une roche couverture imperméable surmontant le réservoir afin de faire barrière aux mouvements des fluides. L'ensemble roche-réservoir et couverture forme un piège.
- le timing, la chronologie des événements géologiques, qui doit être favorable pour l'accumulation des hydrocarbures, il se trouve parfois que le piège se ferme avant que les hydrocarbures n'aient migré.

5. Les différents types de risque de l'activité E/P

Dans le secteur de l'industrie pétrolière, plusieurs paramètres intervenant dans l'évaluation des stratégies sont sujets à des risques qui doivent être pris en compte eu égard aux objectifs du décideur, ces derniers peuvent être multiples : Rendement, remplacement de la production, amélioration du domaine minier...etc.

5.1. Risque géologique

C'est le risque lié à la nature du sous-sol, c'est-à-dire à la disposition des couches sous terraines.

Il est possible que les études géologiques et géophysiques s'entendent sur l'existence des hydrocarbures et une fois foré on ne trouve rien (probabilité de 20%), en sachant que les coûts de forage sont une partie très importante dans la structure des coûts d'exploration.

Il y a aussi la probabilité de trouver une accumulation d'hydrocarbures dont le volume n'est pas économiquement exploitable. Un autre facteur concerne la nature et la qualité des hydrocarbures trouvés, qui est un facteur très important, parce que l'importance du prix sur le marché diffère selon qu'on trouve du brut (léger ou lourd), du gaz humide ou du gaz sec. Le taux de récupération dépend aussi de la nature et de la structure du gisement, il diffère selon que le gisement soit stratigraphique ou structural.

5.2. Risque économique

Dans la phase d'exploration et d'évaluation, les coûts d'investissement sont élevés et doivent être décidés dans les conditions de grande incertitude sur la valeur pétrolière réelle du terrain. Cette valeur est caractérisée par la probabilité de découverte et les réserves probables, dont les estimations sont progressivement affinées par les études, les tests et les forages d'exploration. En phase de production, les décisions touchent l'architecture de développement, la densité des puits d'exploitation, le mode d'extraction du pétrole ; l'incertitude subsiste au niveau du volume et la quantité du pétrole, des propriétés physique et géologiques du gisement, des coûts de forage, du prix mondial du brut ; ce dernier est plus que fondamental pour l'évaluation des revenus réalisés lors de l'exploitation du gisement. Le retour à des fréquences passées n'est plus suffisant, ainsi que les deux derniers chocs pétroliers et la fluctuation à très court terme du prix de vente du brut, montrent qu'il est impossible d'en faire une estimation déterministe. Il est clair que le marché pétrolier ne réagit pas uniquement sous l'effet de l'offre et de la demande mais dépend surtout de paramètres d'ordre politico-économiques complexes.

5.3. Risque politique

Ce risque est lié à l'instabilité des pays sur le plan politique, il regroupe les différents points suivants :

- L'instabilité de cadre contractuel ;
- Le problème de souveraineté : l'inexistence d'une loi claire et bien déterminée.
- La nature des relations internationales.

Aussi les conditions d'exploration et de production dans des pays politiquement stables sont totalement différentes par rapport aux autres pays qui sont par exemple en guerre.

5.4. Risque associé

Ce risque est lié au partenaire choisi pour la réalisation des tâches dont il est jugé performant et compétent, il est possible de se tromper surtout en ce qui concerne les dimensions technologiques et financières.

Figure. I. 1 : Les risques de l'activité E / P

<p>Risque géologique :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Probabilité du succès • Volume d'accumulation 	<p>Risque politique :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Relation internationale • Risque de souveraineté
<p>Risque associé :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Opérateur • Envergure et financière 	<p>Risque économique :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Prix • Investissement • OPEX

Source : Réalisé par nous-mêmes.

6. Notion des réserves

Les réserves correspondent aux volumes de pétrole récupérables aux conditions techniques et économiques du moment dans des gisements exploités ou en phase de l'être.

Les ressources pétrolières correspondent à l'ensemble des volumes d'huile contenus encore dans le sous-sol terrestre, dans les découvertes actuelles exploitées ou non et dans les gisements restant à découvrir. Une partie de ces ressources sera exploitable lorsque les conditions économiques et techniques seront favorables. Ainsi de manière générale on parlera de :

6.1. Réserves prouvées

On appelle réserves prouvées les quantités de pétrole dont l'existence est établie et dont les chances de récupération, dans le cadre des données actuelles de la technique et de l'économie sont au moins 90%.

6.2. Réserves probables et possibles

Les réserves probables concernent, pour un gisement identifié les quantités de pétrole ayant une probabilité supérieures à 50% d'être économiquement exploitables.

On parle de réserves possibles lorsque cette probabilité tombe à 10%.

En pratique, les réserves probables sont très souvent des réserves contiguës aux réserves prouvées dont l'existence est démontrée avec un degré raisonnable de certitude. Leur exploitation dépend alors largement d'un problème de coût : la ressource existe mais la question est de savoir combien les sociétés consommatrices sont prêtes à payer pour la récupérer et l'utiliser. L'évaluation des réserves probables évolue donc en fonction des progrès techniques et du cours des hydrocarbures.

6.3. Réserves prouvées récupérables

Les réserves prouvées susceptibles d'être extraites commercialement des réservoirs d'hydrocarbures, à partir d'une date donnée, dans les conditions Économiques existantes, par l'utilisation de méthodes d'exploitation Eprouvées et dans le respect de la législation en vigueur.

- **Les réserves développées** : Les réserves récupérables au moyen de puits et d'installations existantes ou en cours de réalisation, ainsi que par les moyens et les méthodes mis en œuvre en matière de récupération assistée.
- **Les réserves non développées** : Les réserves récupérables au moyen de forages complémentaires de délinéation, de reprise en workover de puits existants sur de nouveaux horizons ou de futures installations de récupération améliorée.

Conclusion du chapitre

Les Activités amont sont Les activités de prospection, de recherche, d'appréciation, de développement et d'exploitation d'hydrocarbures.

Ces activités incluent notamment, la séparation, le fractionnement, la compression, la collecte et desserte, le stockage sur site et les moyens d'évacuation des hydrocarbures.

Elles comprennent, également, les activités de gestion inhérentes à ces opérations ainsi que l'abandon et la remise en état des sites.

Dans le cas des activités en mer, les activités amont incluent aussi les supports flottants, notamment de stockage, d'expédition et, le cas échéant, de liquéfaction du gaz

L'amont pétrolier constitue un processus critique. Les phases « **exploration et exploitation** » sont gérées en projet du fait qu'ils sont spécifiques par l'unicité de leur résultat et par la mobilisation substantielle de ressources et de temps.

CHAPITRE II

Le régime contractuel et fiscal

Introduction du chapitre

Dans le contexte de prix bas du pétrole et de concurrence accrue, une profonde réforme du système juridique des hydrocarbures, notamment au niveau financier et contractuel, est nécessaire, voire nécessaire, pour restaurer l'attractivité du secteur minier du pays.

Le secteur des hydrocarbures a connu six transformations juridiques majeures, depuis les nationalisations du 24 février 1971, représentées successivement par :

- La loi (N° 86-14) du 19 août 1986, du 4 décembre 1991 ;
- La loi (N° 05-07) du 26 avril 2005 modifiée et complétée par l'ordonnance (N° 06-10) du 29 juillet 2006 et amendée par la loi (N° 13-01) du 24 février 2013 ;
- La loi (N° 19-13) du 22 décembre 2019.

La loi des hydrocarbures (N° 19-13) modifie la loi (N° 13-01) et révisé le cadre institutionnel, juridique et fiscal du secteur de l'énergie.

Dans ce chapitre, on va aborder l'aspect contractuelle sur le cadre juridique et institutionnel de l'activité d'exploration et d'exploitation de la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) et la nouvelle loi (N° 19-13) relatives aux hydrocarbures, les modalités de conclusion du contrat de recherche et d'exploitation dans le cadre de la nouvelle loi (N° 19-13), ainsi que les différents types de contrats.

Entre pays producteurs pour attirer de nouveaux investisseurs. Il est important de souligner que le projet de loi régissant les hydrocarbures prend en compte un retour d'expérience sur 30 ans, résultant de l'application des systèmes juridiques actuels et antérieurs.

1. Présentation des éléments de la nouvelle loi

1.1. Dispositions transitoires

Les titres, contrats, autorisation, concessions délivrés ou conclus avant le 22 décembre 2019 restent régies par la loi (N° 86-14) et la loi (N° 05-07), conformément à leurs termes mais ne peuvent être prorogés ou renouvelés au-delà des durées qu'ils ont prévues.

Les dispositions de la Nouvelle Loi concernant l'environnement, la santé et la sécurité sont applicables immédiatement aux contrats conclus sous les anciennes lois. Les dispositions sur la remise en état des sites sont applicables aux contrats de recherche et d'exploitation, aux contrats parallèles et aux concessions de transport établis en vertu de la loi (N° 05-07) ⁽¹⁾.

La loi abroge les dispositions de la loi (N° 05-07) à l'exception:

- La création des deux agences ALNAFT et ARH et
- La taxe sur les profits exceptionnels (TPE) de 5% à 50% applicable à la production revenant aux associés étrangers qui reste en application jusqu'à l'expiration des contrats en vigueur concernés.

A la demande du contractant, la Nouvelle Loi pourra s'appliquer à un contrat de recherche et/ou d'exploitation des hydrocarbures régi par la loi (N° 05-07) dans le cadre d'une concession amont ou d'un contrat d'hydrocarbures à condition qu'aucune production n'ait été réalisée avant le 24 février 2013. La Nouvelle Loi prévoit des dispositions fiscales particulières pour le calcul de la fiscalité applicables à ces contrats.

1.2. Cadre institutionnel

Clarification des rôles respectifs du Ministre en charge de l'énergie et des agences ALNAFT et ARH, en particulier :

- Le rôle de l'ARH est renforcé en matière de protection de l'environnement, de la santé et de la sécurité.
- Le rôle économique et opérationnel de l'entreprise nationale SONATRACH est également réaffirmé et renforcé.

Chaque agence hydrocarbures est dotée d'un conseil de surveillance et d'un comité de direction ⁽²⁾.

- Le conseil de surveillance est composé de cinq (5) membres désignés par décret présidentiel sur proposition du Premier ministre, pour une durée de trois (3) ans, renouvelable une (1) fois ⁽³⁾;

¹ Article (230) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

² Article (25) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

³ Article (26) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

- Le comité de direction est composé de six (6) membres nommés par décret présidentiel sur proposition du ministre ⁽⁴⁾;
- Un secrétaire général est désigné pour chaque agence hydrocarbures et nommé par décret présidentiel sur proposition du ministre ⁽⁵⁾.

Le conseil de surveillance assure le suivi et le contrôle de l'exercice des missions du comité de direction. Il est chargé :

- D'approuver la stratégie, les plans, le budget et le bilan de réalisation de l'agence hydrocarbures ;
- D'approuver l'organisation de l'agence hydrocarbures proposée par son comité de direction ;
- D'approuver la rémunération des membres du comité de direction et du secrétaire général ;
- D'approuver le système de rémunération du personnel de l'agence hydrocarbures ⁽⁶⁾.

Le conseil de surveillance adresse au Premier ministre un rapport annuel qui rend compte des activités de l'agence hydrocarbures.

1.3. Maintien de la règle 51/49 pour tout contrat d'hydrocarbures

La nouvelle loi prévoit le maintien de la règle 51/49 régissant les partenariats de SONATRACH avec les entreprises étrangères.

L'application de cette règle conforte la position de l'entreprise nationale en tant que leader dans le secteur de la recherche et de l'exploitation des hydrocarbures en Algérie. À la fois, pour garantir et sauvegarder la souveraineté de l'Etat à travers SONATRACH.

1.4. Les formes différentes des contrats d'hydrocarbures

1.4.1. La concession amont

L'entreprise nationale peut exercer seule les activités amont, au titre d'une concession amont :

- Une concession amont est attribuée par ALNAFT, pour une durée initiale de trente (30) ans.
- Une concession amont peut être attribuée pour la recherche et l'exploitation ou pour l'exploitation de gisements découverts.

La concession amont fixe, notamment :

- Le périmètre de la concession amont ;
- Les termes et conditions de la recherche et de l'exploitation des hydrocarbures ;

⁴ Article (28) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁵ Article (31) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁶ Article (27) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

- Les termes et conditions de réduction et de restitution de surfaces dans le périmètre de la concession amont ;
- Les conditions de prolongation de sa durée ;
- Les conditions de son retrait ;
- Le délai dont dispose l'entreprise nationale pour présenter à ALNAFT, pour approbation, le plan de recherche ou le plan de développement ;
- Les conditions de rétention de surfaces ;
- Les modalités d'information d'ALNAFT, lorsqu'un autre opérateur amont autre que l'entreprise nationale est désigné ;
- Les conditions de sa modification ⁽⁷⁾.

L'entreprise nationale peut décider de transférer une partie de ses droits et obligations dans une concession amont.

Elle conclut avec le cessionnaire un contrat d'hydrocarbures en tenant compte du régime juridique afférent au contrat d'hydrocarbures retenu ⁽⁸⁾.

Les contrats d'hydrocarbures à conclure par l'entreprise nationale avec un ou plusieurs co-contractants prennent l'une des formes suivantes :

- Un contrat de participation ;
- Un contrat de partage de production ;
- Un contrat de services à risque ⁽⁹⁾.

Les contrats d'hydrocarbures organise entre les parties contractantes les modalités d'exercice, à l'intérieur du périmètre, des activités de recherche et, en cas de découverte d'un ou de plusieurs gisements commercialement exploitables, des activités d'exploitation ⁽¹⁰⁾.

1.4.2. Le contrat de participation

Le contrat de participation fixe les droits et les obligations des parties contractantes ⁽¹¹⁾.

Les hydrocarbures extraits en exécution d'un contrat de participation deviennent la propriété des parties contractantes au point de mesure. Ces hydrocarbures sont soumis à la fiscalité applicable aux parties contractantes, conformément à la présente loi ⁽¹²⁾.

Les installations réalisées en exécution d'un contrat de participation sont la propriété des parties contractantes ⁽¹³⁾.

⁷ Article (74) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁸ Article (75) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁹ Article (76) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹⁰ Articles (77) (83) (86) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹¹ Article (78) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹² Article (79) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹³ Article (80) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

La responsabilité de la conduite des opérations amont et les missions de l'opérateur amont sont définies dans un accord d'opérations signé par les parties contractantes ⁽¹⁴⁾.

1.4.3. Le contrat de partage de production

Le contrat de partage de production définit les mécanismes de partage de production, notamment la production destinée au remboursement des coûts pétroliers et à la rémunération du co-contractant étranger, l'ordre de priorité de remboursement des coûts pétroliers, ainsi que les modalités et les limites d'enlèvement des quantités d'hydrocarbures lui revenant.

- Les installations réalisées en exécution d'un contrat de partage de production sont la propriété de l'entreprise nationale ;
- Les hydrocarbures extraits deviennent au point de mesure la propriété de l'entreprise nationale qui s'acquitte de la fiscalité qui lui est applicable ⁽¹⁵⁾.

Le co-contractant étranger assure le financement des opérations amont, selon les modalités et conditions définies dans le contrat de partage de production ⁽¹⁶⁾.

L'entreprise nationale dispose d'une option de participation dans le financement des opérations amont.

La responsabilité de la conduite des opérations amont et les missions de l'opérateur amont sont définies dans un accord d'opérations signé par les parties contractantes ⁽¹⁷⁾.

1.4.4. Le contrat de services à risque

Le contrat de services à risque définit les mécanismes de partage des revenus, destinés au remboursement des coûts pétroliers et à la rémunération du co-contractant étranger, l'ordre de priorité de remboursement des coûts pétroliers, ainsi que la limite de la part des revenus du co-contractant étranger

- Les installations réalisées en exécution d'un contrat de services à risque sont la propriété de l'entreprise nationale ;
- Les hydrocarbures extraits deviennent au point de mesure la propriété de l'entreprise nationale qui s'acquitte de la fiscalité applicable ⁽¹⁸⁾.

Le co-contractant étranger assure le financement des opérations amont, selon les modalités et conditions définies dans le contrat de services à risque.

L'entreprise nationale dispose d'une option de participation dans le financement des opérations amont ⁽¹⁹⁾.

¹⁴ Article (82) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹⁵ Article (83) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹⁶ Article (84) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹⁷ Article (85) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹⁸ Article (86) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹⁹ Article (87) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

La responsabilité de la conduite des opérations amont et les missions de l'opérateur amont sont définies dans le contrat de services à risque ou dans un accord d'opérations signé par les parties contractantes ⁽²⁰⁾.

1.5. Durée des contrats d'hydrocarbures

Le contrat d'hydrocarbures est conclu pour une durée de trente (30) ans, à compter de sa date d'entrée en vigueur :

- Une période de recherche ne peut excéder sept (7) ans à compter de sa date d'entrée en vigueur, sauf prorogation accordée ;
- La période de recherche est composée d'une ou de plusieurs phases ;
- La durée et le programme de travaux minimum de chaque phase ainsi que les conditions de passage d'une phase à une autre sont définis dans le contrat d'hydrocarbures ;
- Une période d'exploitation de l'approbation du plan de développement du périmètre d'exploitation débute à la date de notification par ALNAFT et prend fin à l'échéance du contrat d'hydrocarbures ;
- La durée du contrat d'hydrocarbures peut être prorogée pour une période ne pouvant excéder dix (10) ans ⁽²¹⁾.

La durée d'un contrat d'hydrocarbures portant sur un ou plusieurs gisements découverts, est de vingt-cinq (25) ans à partir de la date de son entrée en vigueur. Cette durée peut être prorogée pour une période maximale de dix (10) ans.

Une concession amont portant sur un ou plusieurs gisements découverts est attribuée par ALNAFT pour la durée fixée ⁽²²⁾.

1.6. Dispositions fiscales

Il va sans dire que la nouvelle loi sur les hydrocarbures 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. Cette baisse significative de la charge fiscale provient de la réduction des trois principales taxes du régime fiscal algérien sur les hydrocarbures :

- La redevance sur les quantités produites ;
- L'impôt sur les revenus pétroliers (IRH) ;
- L'impôt sur le résultat (IR).

²⁰ Article (88) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

²¹ Article (56) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

²² Article (57) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

Dans la nouvelle loi sur les hydrocarbures, une allocation particulière des obligations fiscales se fait par type de contrat :

Pour les Contrats de Partage de Production et de Services à Risques

- Taxe Superficiare ;
- Redevance Hydrocarbures ;
- Impôt sur le Revenu des Hydrocarbures pour SONATRACH;
- Impôt sur le Résultat pour SONATRACH ;
- Impôt sur la Rémunération du Co-contractant Etranger.

Pour ce qui est du Contrat de Participation

- Taxe Superficiare ;
- Redevance Hydrocarbures ;
- Impôt sur le Revenu des Hydrocarbures ;
- Impôt sur le Résultat pour chacune des parties.

2. Le régime fiscal selon la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01)

Le régime fiscal applicable aux activités de recherche et d'exploitation des hydrocarbures consiste exclusivement en:

- La taxe superficiare non déductible payable annuellement au Trésor public ;
- La redevance payable mensuellement à l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) ;
- La taxe sur le revenu pétrolier (T.R.P) payable mensuellement au Trésor public ;
- L'impôt complémentaire sur le résultat (I.C.R) payable annuellement au Trésor public ;
- L'impôt foncier sur les biens autres que les biens d'exploitation ;
- Ainsi que les droits et taxes spécifiques ⁽²³⁾.

2.1. La taxe superficiare

La taxe superficiare est une taxe non déductible et payable annuellement au Trésor public en dinars algériens (DA) (Ou en dollars des Etats-Unis d'Amérique au taux de change fixé par la Banque d'Algérie le jour du paiement).

La taxe superficiare est calculée sur la base de la superficie du périmètre et l'objet du contrat :

$$\textit{Taxe Superficiare} = \textit{Superficie} \times \textit{Montant}$$

$$\textit{Superficie} = \textit{En (Km2)}$$

$$\textit{Montant} = \textit{En (DA / Km2)}$$

²³ Article (83) de la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relative aux hydrocarbures

Tableau. II. 1 : Les montants de la taxe superficielle en (DA / KM2)

	Période de recherche			Période de rétention + Période exceptionnelle	Période d'exploitation
	Phase initiale	2 ^{ème} Phase	3 ^{ème} Phase		
	3 ans	2 ans	2 ans	-	25 ans
Zone A	4 000	6 000	8 000	400 000	16 000
Zone B	4 800	8 000	12 000	560 000	24 000
Zone C	6 000	10 000	14 000	720 000	28 000
Zone D	8 000	12 000	16 000	800 000	32 000

Source : Article (84) de la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relative aux hydrocarbures

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

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

L'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) s'assure que la taxe est payée au Trésor public ⁽²⁴⁾.

2.2. La Redevance Pétrolière

Les hydrocarbures extraits, dans le cadre des contrats de recherche et d'exploitation, sont propriété du contractant au point de mesure et soumis à une redevance selon les termes et conditions établies par ledit contrat ⁽²⁵⁾.

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

L'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) peut demander au contractant de payer la redevance en nature, conformément aux dispositions du contrat.

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

Le calcul de cette redevance exclues les quantités d'hydrocarbures :

²⁴ Article (84) de la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relative aux hydrocarbures

²⁵ Article (25) de la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relative aux hydrocarbures

- Consommées pour les besoins directs de la production (Limitées à des seuils techniquement admissibles) ;
- Perdues avant le point de mesure (Limitées à des seuils techniquement admissibles) ;
- Réintroduites dans les gisements (Si les gisements aient fait l'objet d'un seul et même contrat) ⁽²⁶⁾.

Le montant de la redevance mensuelle est égal à la somme des valeurs de production du mois, multipliée par le taux de redevance :

$$\text{Redevance} = (P.V - \text{Trif de Transport}) \times \text{Taux de Redevance}$$

$$\text{Assiette de redevance} = P.V - \text{Coût de transport}$$

P.V = La production valorisée

La production valorisée (P.V) est égale au produit des quantités d'hydrocarbures provenant du périmètre d'exploitation passibles de la redevance par le prix utilisé pour le calcul de la redevance :

$$P.V = \text{Quantité} \times \text{Prix de Base}$$

La redevance est déterminée mensuellement sur toutes les quantités d'hydrocarbures extraites du périmètre d'exploitation et mesurées en utilisant la moyenne mensuelle des prix de base ⁽²⁷⁾.

Les taux de redevance par tranche de production qui sont fixés dans chaque contrat ne peuvent être inférieurs aux niveaux figurant dans le tableau ci-après :

Tableau. II. 2 : Les taux de redevance par les tranches de production

ZONES	A	B	C	D	Non Conventionnels
00 à 20 000 B.E.P / JOUR	5,5%	8%	11%	12,5%	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%	
supérieures à 100 000 B.E.P / JOUR	12%	14,5%	17%	20%	

Source : Article (85) de la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relative aux hydrocarbures

²⁶ Article (26) de la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relative aux hydrocarbures

²⁷ Article (85) de la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relative aux hydrocarbures

Les versements de la redevance sont effectués mensuellement, avant le 10 du mois qui suit celui de la production, à l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

En cas de retard de paiement, les sommes dues sont majorées de un pour mille (1‰) par jour de retard ⁽²⁸⁾.

2.3. La taxe sur le revenu pétrolier (T.R.P)

La taxe sur le revenu pétrolier (T.R.P) est payée mensuellement par l'opérateur

L'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) s'assure que l'opérateur s'est acquitté de la taxe sur le revenu pétrolier ⁽²⁹⁾.

La T.R.P est une charge déductible de la base fiscale pour les besoins du calcul de l'I.C.R.

$$**T.R.P = Revenu Pétrolier \times Taux de T.R.P**$$

Le revenu pétrolier est égal à la valeur de la production annuelle des hydrocarbures de chaque périmètre d'exploitation moins les déductions autorisées annuellement :

$$**Revenu Pétrolier = P.V - Déductions Autorisées**$$

Les déductions autorisées se composent des éléments suivants :

- La redevance ;
- Les tranches annuelles d'investissement de recherche et de développement en appliquant les règles de l'Uplift ;
- Les provisions pour faire face aux coûts d'abandon et de restauration ;
- Les frais de formation aux activités régies par la présente loi des ressources humaines nationales ;
- Le coût d'achat du gaz pour la récupération assistée ⁽³⁰⁾.

L'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).

²⁸ Article (92) de la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relative aux hydrocarbures

²⁹ Article (86) de la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relative aux hydrocarbures

³⁰ Article (86) de la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relative aux hydrocarbures

Tableau. II. 3 : Pourcentages de déduction annuelle et taux d'UPLIFT

	Investissement de Recherche et de Développement			Investissements de Récupération Assistée		
	Taux d'Uplift	Durée	Tranche annuelle d'investissement	Taux d'Uplift	Durée	Tranche annuelle d'investissement
Zone A et B	15 %	5 ans	20 %	20 %	5 ans	20 %
Zone C et D	20 %	8 ans	12,5 %			
Non conventionnel	20 %	5 ans	20 %			

Source : Article (87) de la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relative aux hydrocarbures

La T.R.P dépend du calcul des coefficients R1 & R2 :

Tableau. II. 4 : Les taux de la taxe sur le revenu pétrolier (TRP)

	Conventionnel			Non conventionnel
	Cas 1	Cas 2	Cas 3	
R1 ≤ 1	20%	15%	20%	10%
R1 > 1 et R2 < 1	20% + 50% × R2	30% + 40% × R2	20%+50% × R2	10% + 30% × R2
R2 ≥ 1	70%	70%	70%	40%

Source : Article (87) de la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relative aux hydrocarbures

Cette taxe elle se base sur la rentabilité au lieu du chiffre d'affaires dans (3) trois cas :

- Cas 1 si la production est inférieure à 50 000 B.E.P
- Cas 2 si la production est supérieure à 50 000 B.E.P
- Cas 3 la situation du périmètre se situe en zone très faiblement exploré ⁽³¹⁾.

Pour les besoins du calcul de la T.R.P, les coefficients R1 et R2 sont définis comme suit :

$$R_1 = \frac{\sum_{i=0}^{i=n-1} P \cdot B_i @ 10\%}{\sum_{i=0}^{i=n-1} I_i @ 10\%}$$

$$R_2 = \frac{\sum_{i=0}^{i=n-1} P \cdot B_i @ 20\%}{\sum_{i=0}^{i=n-1} I_i @ 20\%}$$

³¹ Article (87) de la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relative aux hydrocarbures

Le profit brut (P.B_i) :

$$P.B_i = P.V - \text{Trif de Transport} - \text{Coûts opératoires} - \text{Coûts de formation} - \text{Coûts d'abandon}$$

Les coûts d'investissement (I_i) :

$$I_i = \text{Investissement}_{R\&D} + \text{Taxe superficielle (avant production)}$$

2.4. L'impôt complémentaire sur le résultat (I.C.R)

- L'I.C.R est payable annuellement au trésor public.
- La Redevance et La T.R.P sont des charges déductibles.
- les taux d'amortissement applicables sont prévus en annexe de la présente loi.

Chaque personne participant au contrat est soumise à un I.C.R fixé à un taux de 30% selon les termes et conditions en vigueur à la date du paiement et les taux d'amortissement prévus en annexe de la présente loi ⁽³²⁾.

Chaque personne participant au contrat et investissant dans les activités relative à l'électricité et la distribution du gaz par canalisation susvisée, et dans les activités aval pétrolier, peut bénéficier du taux réduit de l'I.C.R fixé à 15%.

Dans le cas des périmètres du type cas 1 et cas 3, chaque personne participant au contrat est soumise à un I.C.R fixé à :

- Un taux de (19%) lorsque le coefficient R2 est inférieur à 1 ;
- Un taux de (80%) lorsque le coefficient R2 est égal ou supérieur à 1 ⁽³³⁾.

L'ICR est calculé sur la base du profit réalisé en Algérie :

$$I.C.R = C.A \times \text{Taux d'I.C.R}$$

$$C.A = \text{Chiffre d'affaire} \quad C.A = \text{Revenu Pétrolier} - \text{Les Charges}$$

Les charges sont :

- OPEX ;
- Les couts d'abandon et restauration du Site ;
- Frais de Formation ;
- Coût d'achat du Gaz ;
- Frais Financiers ;
- Amortissements ;
- Charges fiscales ;
- Coûts divers.

³² Article (88) de la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relative aux hydrocarbures

³³ Article (88) de la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relative aux hydrocarbures

Tableau. II. 5 : Les taux de L'impôt complémentaire sur le résultat (I.C.R)

		Loi 05 - 07	Loi 13 - 01	
			R2 < 1	R2 ≥ 1
Conventionnel	Cas 2	30%	30%	
	Cas 1 et Cas 3		19%	80%
Non Conventionnel				

Source : Article (88) de la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relative aux hydrocarbures

2.5. Les taxes spécifiques

2.5.1. La taxe sur le torchage du gaz

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

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

L'opérateur sollicitant cette autorisation exceptionnelle doit s'acquitter d'une taxe spécifique payable au Trésor public, non déductible, de huit mille dinars par millier de normaux mètres cubes (8000 DA / 1000 Nm³) de gaz torché ;

$$\text{Taxe de Torchage} = \text{Quantité} \times \text{Tarif de Base}$$

$$\text{Quantité} = \text{En} (10^3 \text{ Nm}^3)$$

$$\text{Tarif de base} = 8000 \text{ DA}$$

Dans le cas de zones éloignées ou isolées, des conditions de tarification spécifiques sont fixées par voie réglementaire ;

Sont exclues du paiement de cette taxe spécifique, les quantités de gaz torchées durant la période de recherche lors des opérations de tests de puits d'exploration et/ou de délinéation ;

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

L'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) est tenue de contrôler les quantités torchées et de s'assurer du paiement de cette taxe par l'opérateur ⁽³⁴⁾;

Cette taxe est actualisée selon la formule suivante :

$$\textit{Taxe de Torchage (act)} = \textit{Taxe de Torchage} \times \frac{T.C.M}{80 (DA)}$$

T.C.M = Le taux de change moyen à la vente du dollar des Etats-Unis d'Amérique en dinars du mois calendaire précédant la date de paiement (publié par la Banque d'Algérie)

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

2.5.2. La redevance hydraulique applicable aux activités des hydrocarbures

Au cas où le plan de développement, proposé par le contractant et approuvé par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), prévoit l'utilisation d'eau pour les opérations pétrolières, une taxe spécifique non déductible, doit être acquittée par l'opérateur et affectée conformément à la législation et à la réglementation en vigueur.

L'utilisation d'eau par prélèvement dans le domaine public hydraulique, pour les opérations en hydrocarbures non conventionnels, s'effectue en vertu d'une autorisation ou d'une concession délivrée par l'administration chargée des ressources en eau en coordination avec l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), conformément à la législation en vigueur ⁽³⁵⁾.

Pour les opérations relatives aux hydrocarbures non conventionnels, les quantités d'eau doivent être utilisées de manière rationnelle, notamment par leur réutilisation après traitement ⁽³⁶⁾.

2.5.3. La taxe les profits exceptionnels

Pour les contrats d'association conclus entre l'entreprise nationale SONATRACH - SPA et un ou plusieurs associés étrangers dans le cadre de la loi n°86-14 du 19 août 1986, une taxe, non déductible, sur les profits exceptionnels réalisés par ces associés étrangers, est applicable à la part de la production leur revenant lorsque la moyenne arithmétique mensuelle des prix du pétrole Brent est supérieure à 30 dollars par baril.

Cette taxe est applicable à compter du 1er août 2006.

Le taux de cette taxe, applicable à la production revenant aux associés étrangers, est de 5% au minimum et de 50% au maximum.

³⁴ Article (52) de la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relative aux hydrocarbures

³⁵ Article (53) de la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relative aux hydrocarbures

³⁶ Article (53) de la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relative aux hydrocarbures

Pour s'acquitter de cette taxe auprès du Trésor public, l'entreprise nationale SONATRACH - SPA procédera à la déduction, à partir de la part de production revenant audits associés étrangers, de la quantité d'hydrocarbures correspondant au montant de cette taxe.

La procédure et les conditions d'application de cette taxe, tenant compte du niveau de la production, ainsi que la méthodologie de calcul sont fixées par voie réglementaire.

Toute convention contraire aux dispositions ci-dessus est nulle ⁽³⁷⁾.

2.5.4. Le droit de transfert

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

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

Ce transfert, pour être valable, doit être préalablement approuvé par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) et concrétisé par un avenant à ce contrat.

Dans tous les cas, l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) donne un droit de préemption à l'entreprise nationale SONATRACH - SPA qui doit l'exercer dans un délai n'excédant pas 90 jours à compter de la date de notification de ce transfert par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) ⁽³⁸⁾.

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

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

Le ministre chargé des hydrocarbures peut, sur rapport motivé et circonstancié, déroger aux dispositions relatives au droit de transfert pour des motifs d'intérêt général dans le cadre de la politique en matière d'hydrocarbures ⁽³⁹⁾.

³⁷ Article (101) de la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relative aux hydrocarbures

³⁸ Article (31) de la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relative aux hydrocarbures

³⁹ Article (31) de la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relative aux hydrocarbures

3. Le régime fiscal selon la loi (N° 19-13)

Le régime fiscal applicable aux activités amont est constitué des impôts, taxes et redevances suivants :

- La taxe superficielle ;
- La redevance hydrocarbures ;
- L'impôt sur le revenu des hydrocarbures (IRH) ;
- L'impôt sur le résultat ;
- L'impôt sur la rémunération du co-contractant étranger ;
- La redevance forfaitaire sur la production anticipée ;
- La taxe foncière sur les biens autres que les biens d'exploitation ⁽⁴⁰⁾.

3.1. La taxe superficielle

La taxe superficielle est déclarée et payée annuellement pendant la durée de la concession amont ou du contrat d'hydrocarbures, à compter de l'entrée en vigueur.

La taxe superficielle est payée par :

- L'entreprise nationale dans le cas d'une concession amont, d'un contrat de partage de production ou d'un contrat de services à risque ;
- Les parties contractantes dans le cas d'un contrat de participation ⁽⁴¹⁾.

La taxe superficielle s'applique :

- Au périmètre couvert par la période de recherche ;
- À la surface objet d'une rétention ;
- Au périmètre d'exploitation ⁽⁴²⁾.

La superficie soumise à cette taxe est celle qui a été utilisée durant l'année qui précède le paiement.

Le paiement est effectué auprès de l'administration fiscale, par tout instrument de paiement autorisé ⁽⁴³⁾.

La taxe superficielle est calculée sur la base de la superficie du périmètre et l'objet du contrat :

$$\textit{Taxe Superficielle} = \textit{Superficie} \times \textit{Montant}$$

$$\textit{Superficie} = \textit{En (Km2)}$$

$$\textit{Montant} = \textit{En (DA / Km2)}$$

Le montant en dinar algérien de la taxe superficielle par kilomètre carré est fixé comme suit :

⁴⁰ Article (162) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁴¹ Article (165) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁴² Article (165) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁴³ Article (165) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

Tableau. II. 6 : Les montants de la taxe superficielle en (DA / KM2)

	Période de recherche		Période de rétention + Période exceptionnelle	Période d'exploitation
	De la 1 ^{ère} à la 4 ^{ème} année	De la 5 ^{ème} à la 7 ^{ème} année		
Montant unitaire en DA/km	7000	14 000	40 000	30 000

Source : Article (166) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

La taxe superficielle n'est pas déductible pour le calcul de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures et de l'impôt sur le résultat ⁽⁴⁴⁾.

3.2. La redevance hydrocarbures

Toute quantité d'hydrocarbures extraite à partir du périmètre d'exploitation et décomptée au point de mesure après les opérations de traitement est soumise au paiement d'une redevance hydrocarbures mensuelle.

Le calcul de cette redevance exclues les quantités d'hydrocarbures :

- Consommées pour les besoins de production (limitées à des seuils techniquement admissibles) ;
- Perdues avant le point de mesure (limitées à des seuils techniquement admissibles);
- Réinjectées dans les gisements (Si les gisements aient fait l'objet du plan de développement approuvé) ⁽⁴⁵⁾.

Les quantités d'hydrocarbures afférentes à chaque périmètre d'exploitation seront réparties sur une base équitable si la production d'hydrocarbures du périmètre d'exploitation est traitée dans les installations d'un périmètre d'exploitation couvert par une autre concession amont ou un autre contrat d'hydrocarbures ⁽⁴⁶⁾.

Les quantités excédant les seuils admissibles doivent être justifiées auprès d'ALNAFT ⁽⁴⁷⁾.

La redevance hydrocarbures est payée par :

- L'entreprise nationale dans le cas d'une concession amont, d'un contrat de partage de production ou d'un contrat de services à risque
- Les parties contractantes dans le cas d'un contrat de participation ⁽⁴⁸⁾.

⁴⁴ Article (166) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁴⁵ Articles (167) (170) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁴⁶ Article (169) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁴⁷ Article (170) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁴⁸ Article (171) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

Le taux de la redevance hydrocarbures applicable à la valeur de la production est de dix pour cent (10%) ⁽⁴⁹⁾ :

$$\text{Redevance} = \text{Assiette de redevance} \times \text{Taux de 10\%}$$

Assiette de redevance

$$= P.V - \text{Coût de transport} - \text{Coût de liquéfaction} \\ - \text{Coût de séparation du gaz}$$

La redevance hydrocarbures est déductible pour le calcul de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures et celui de l'impôt sur le résultat ⁽⁵⁰⁾.

3.3. L'impôt sur le revenu des hydrocarbures (I.R.H)

Le revenu des hydrocarbures obtenu au titre de la production des hydrocarbures issue du périmètre d'exploitation couvert par une concession amont ou un contrat d'hydrocarbures est soumis annuellement à l'impôt sur le revenu des hydrocarbures (I.R.H) ⁽⁵¹⁾.

$$I.R.H = \text{Revenu Pétrolier} \times \text{Taux d'I.R.H}$$

L'I.R.H est déclaré et payé auprès de l'administration fiscale par :

- L'entreprise nationale dans le cas d'une concession amont, d'un contrat de partage de production ou d'un contrat de services à risque ;
- Les parties contractantes dans le cas d'un contrat de participation ⁽⁵²⁾.

Le revenu des hydrocarbures annuel est égal à la valeur de la production des hydrocarbures annuelle moins les déductions autorisées :

$$\text{Revenu Pétrolier} = P.V - \text{Déductions Autorisées}$$

Les déductions autorisées sont :

- La redevance hydrocarbures ;
- Les tranches annuelles des investissements de recherche et de développement réalisés sur le périmètre ;
- Les coûts opératoires annuels liés à la production d'hydrocarbures ;
- 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 ;

⁴⁹ Article (172) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁵⁰ Article (175) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁵¹ Article (177) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁵² Article (178) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

- La rémunération brute du co-contractant étranger (le cas d'un contrat de partage de production ou d'un contrat de services à risque) ⁽⁵³⁾;

Le taux d'I.R.H est déterminé sur la base du facteur (R) calculé par le rapport des revenus nets cumulés et des dépenses cumulées :

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

- **Les revenus nets cumulés** : Depuis le début de la période d'exploitation jusqu'à la fin de l'exercice précédent (n-1) ;
- **Les dépenses cumulées** : Depuis l'entrée en vigueur de la concession amont ou du contrat d'hydrocarbures jusqu'à la fin de l'exercice précédent (n-1) ⁽⁵⁴⁾;

Tableau. II. 7 : Les taux de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures (I.R.H)

	$R \leq 1$	$1 < R < 3$	$R \geq 3$	L'année de l'entrée en vigueur
Taux d'I.R.H	10%	$20\% \times R - 10\%$	50%	50%

Source : Article (180) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

Les tranches annuelles d'investissement sont calculées par application d'un taux annuel de 25% pour une durée de déductibilité de quatre (4) ans ⁽⁵⁵⁾.

L'impôt sur le revenu des hydrocarbures est déductible pour le calcul de l'impôt sur le résultat ⁽⁵⁶⁾.

3.4. L'impôt sur le résultat (I.R)

Le résultat de l'exercice réalisé par l'entreprise nationale ou par chaque personne partie à un contrat de participation, est soumis à l'impôt sur le résultat ⁽⁵⁷⁾:

- L'impôt sur le résultat est déclaré et payé à l'administration fiscale ⁽⁵⁸⁾ ;
- Le taux de l'impôt sur le résultat est fixé à trente pour cent (30%) ⁽⁵⁹⁾.

L'impôt sur le résultat est calculé par le produit du résultat et du taux d'I.R :

$$I.R = \text{Résultat de l'exercice} \times \text{Taux de 30\%}$$

⁵³ Article (179) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁵⁴ Article (180) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁵⁵ Article (185) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁵⁶ Article (187) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁵⁷ Article (188) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁵⁸ Article (192) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁵⁹ Article (191) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

3.5. L'impôt sur la rémunération du co-contractant étranger

La rémunération brute du co-contractant étranger (Au titre d'un contrat de partage de production ou d'un contrat de services à risque) est soumise annuellement à l'impôt sur la rémunération.

Dans le cas où la rémunération brute du co-contractant étranger est déterminée en nature, la valorisation des quantités concernées est effectuée par application des prix définis conformément au contrat d'hydrocarbures ⁽⁶⁰⁾.

Le taux de l'impôt sur la rémunération du cocontractant étranger est fixé à trente pour cent (30%) de la rémunération brute ⁽⁶¹⁾.

L'entreprise nationale verse le montant de l'impôt sur la rémunération à l'administration fiscale dans les délais fixés, au nom et pour le compte du co-contractant étranger.

Le co-contractant étranger est responsable de tout retard ou défaut de déclaration ou de paiement de l'impôt sur la rémunération.

La rémunération brute du co-contractant étranger est déductible pour le calcul de l'impôt sur le résultat de l'entreprise nationale ⁽⁶²⁾.

3.6. La redevance forfaitaire sur la production anticipée

La production anticipée est soumise exclusivement au paiement de la redevance forfaitaire sur la production anticipée. Cette redevance est calculée sur la base de la valeur de la production et l'application d'un taux fixé à cinquante pour cent (50%) ⁽⁶³⁾.

La redevance forfaitaire sur la production anticipée est déclarée et payée mensuellement à l'administration fiscale par

- L'entreprise nationale dans le cas d'une concession amont, d'un contrat de partage de production ou d'un contrat de services à risque ;
- Les parties contractantes dans le cas d'un contrat de participation ⁽⁶⁴⁾.

3.7. L'application de taux réduits

Des taux réduits de la redevance hydrocarbures et de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures peuvent être accordés à l'entreprise nationale et aux parties pour leur permettre d'atteindre une rentabilité économique raisonnable, si, au moins, l'une des situations suivantes se présente :

- Une géologie complexe ;
- Des difficultés techniques d'extraction des hydrocarbures ;

⁶⁰ Article (193) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁶¹ Article (194) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁶² Article (197) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁶³ Article (198) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁶⁴ Article (200) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

- Des coûts élevés de développement ou d'exploitation ⁽⁶⁵⁾.

Les taux réduits sont accordés par arrêté conjoint du ministre chargé des finances et du ministre chargé des hydrocarbures ⁽⁶⁶⁾.

Les taux réduits ne peuvent être inférieurs à :

- **La redevance hydrocarbures** : Cinq pour cent (5%) ;
- **L'impôt sur le revenu des hydrocarbures** : Vingt pour cent (20%) pour le taux maximum (T_{max}) :

Tableau. II. 8 : Les taux réduits d'I.R.H

	$R \leq 1$	$1 < R < 3$	$R \geq 3$
Taux d'I.R.H	10%	$((T_{max} / 2) - 5\%) \times R + (15\% - (T_{max} / 2))$	T_{max}

Source : Article (204) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

3.8. Les taxes spécifiques

3.8.1. La taxe sur le torchage du gaz

Les opérations de torchage sont soumises au paiement d'une taxe spécifique, non déductible, de douze mille dinars (12.000 DA) par millier de normaux mètres cubes (NM3) de gaz torché ⁽⁶⁷⁾.

Le montant de la taxe est calculé sur la base des quantités torchées pendant une année civile donnée et du tarif indexé notifié par ALNAFT pour l'activité amont et par ARH pour les activités aval ⁽⁶⁸⁾.

La taxe sur le torchage est déclarée et payée à l'administration fiscale par :

- L'entreprise nationale dans le cadre de la concession amont ;
- Les parties contractantes dans le cadre du contrat d'hydrocarbures ;
- L'opérateur aval pour les activités aval ;
- Le concessionnaire pour l'activité de transport par canalisation ⁽⁶⁹⁾.

Les quantités torchées sans autorisation sont soumises au paiement de la taxe avec application d'une majoration de 50% ⁽⁷⁰⁾.

Les quantités de gaz torchées dans les cas suivants sont exclues du paiement de la taxe spécifique :

⁶⁵ Article (202) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁶⁶ Article (204) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁶⁷ Article (210) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁶⁸ Article (211) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁶⁹ Article (212) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁷⁰ Article (213) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

- Pendant l'exécution des activités de recherche, lors des opérations de tests de puits d'exploration ou de délimitation ainsi que lors de la mise en œuvre du pilote ;
- Durant la période de démarrage des nouvelles installations pour des périodes n'excédant pas les seuils fixés par ALNAFT et ARH ;
- Pour les zones dans lesquelles les infrastructures permettant la récupération ou l'évacuation du gaz sont inexistantes ou limitées ;
- Les installations qui font l'objet de travaux de mise ⁽⁷¹⁾.

3.8.2. La redevance hydraulique applicable aux activités des hydrocarbures

L'utilisation d'eau dans les activités amont donne lieu au paiement d'une taxe spécifique non déductible.

La redevance hydraulique est acquittée par :

- L'entreprise nationale dans le cas d'une concession amont ;
- Les parties contractantes dans le cas d'un contrat d'hydrocarbures ⁽⁷²⁾.

3.8.3. Droit de transfert

Tout transfert est soumis au paiement à l'administration fiscale d'un droit de transfert, non déductible, équivalant à un pour cent (1%) de la valeur de la transaction.

Les transferts effectués par l'entreprise nationale ne sont pas soumis au droit de transfert ⁽⁷³⁾.

⁷¹ Article (215) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁷² Article (216) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁷³ Article (205) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

Conclusion du chapitre

Le secteur algérien des hydrocarbures a subi des changements majeurs. De la nationalisation dans le cadre de la quête de souveraineté, le secteur minier a connu l'ouverture des flux pétroliers. Les changements en introduisent de nouveaux Des mesures fiscales axées sur la stimulation du secteur pétrolier et gazier et la réduction du fardeau fiscal des entreprises opérant dans ce secteur. Ce nouveau cadre prévoit un système contractuel plus souple et une fiscalité plus favorable pour les partenaires étrangers.

Cette réduction significative de la pression fiscale est due à la réduction de trois impôts majeurs du système fiscal algérien sur les hydrocarbures : l'impôt sur la production, l'impôt sur les revenus pétroliers (IRH) et l'impôt sur le revenu (IR). Cette taxation est également spécifique au mode de calcul et de perception en raison des problèmes économiques et financiers liés à l'industrie des hydrocarbures.

CHAPITRE III

L'évaluation économique du projet

Introduction du chapitre

Les études d'évaluation économique des projets pétroliers intègrent, outre la valorisation des hydrocarbures, trois types de données :

- Les profits de production, établis par les ingénieurs réservoirs à partir de l'analyse des mécanismes de drainage ;
- Les investissements et les coûts d'exploitation, évalués par les experts de l'estimation puis gérés respectivement par les chefs de projets et les chefs de champ.
- Les conditions contractuelles et fiscales, dont le rôle peut être déterminant (elles peuvent empêcher un excellent projet technique de voir le jour).

Les poids respectifs de ces différents éléments varient, bien entendu, selon le contexte du projet. Dans le processus d'évaluation, ces trois types de données doivent être analysées indépendamment les uns des autres, mais également considérées dans un cycle d'optimisation globale conduisant à la meilleure création de valeur possible. Cette optimisation mène toujours presque toujours au choix de schéma de développement où la minimisation des investissements et des coûts d'exploitation constitue une exigence fondamentale et permanente.

La rentabilité et la compétitivité de l'entreprise en dépendent. Cette exigence doit se décliner à toutes les étapes de projets aussi bien lors des estimations initiales qu'au cours de la phase de réalisation.

1. Les caractéristiques de l'industrie pétrolière

L'industrie pétrolière comprend la chaîne industrielle du pétrole et du gaz, de la découverte à l'extraction en passant par le transport, le raffinage et la commercialisation.

Il s'agit d'une industrie hautement stratégique caractérisée par une forte densité de capital. Il comporte un risque financier élevé et sa rentabilité est principalement déterminée par l'offre et la demande sur le marché pétrolier.

2. La chaîne de valeur de l'industrie pétrolière

L'industrie pétrolière est caractérisée par la succession d'activités importantes. Ce sont l'activité **amont** et l'activité **aval**.

L'activité amont, également appelée "exploration-production" constitue le maillon essentiel de la chaîne pétrolière. L'activité "amont" est une succession continue et complémentaire de plusieurs travaux pétroliers qui ont pour but la découverte de nouveaux gisements d'hydrocarbures économiquement exploitables.

L'activité amont comprend plusieurs étapes distinctes :

Etape d'exploration

Elle a pour but de trouver des nouveaux gisements et comporte deux étapes :

- Les études géologiques et géophysiques, qui permettent de mieux connaître les composantes du sous-sol.
- Les forages d'exploration pour confirmer ou infirmer la présence des hydrocarbures, le succès de l'exploration dépend sur les résultats positifs de ces forages.

Cette étape apporte un lot important d'informations sur le gisement découvert :

- Estimation des réserves.
- Pré-évaluation (géologique, technique, économique).
- Calcul des profits de production, des investissements et des dépenses d'exploitation, calculs économiques.

Etape de développement

Elle comprend la planification et l'exécution du projet, elle consiste aux forages d'appréciation et l'installation des infrastructures, afin de produire et traiter les hydrocarbures.

Etape d'exploitation

Elle est l'étape d'extraction des hydrocarbures.

3. L'évaluation économique d'un projet pétrolier

Les études d'évaluation économique des projets pétroliers intègrent trois types de données :

- **Données techniques** : Les investissements (CAPEX), les dépenses d'exploitation (OPEX) et Les profils de production ;
- **Données économiques** : L'amortissement, l'actualisation, l'inflation et le prix des hydrocarbures ;
- **Données contractuels** : Les conditions contractuelles et fiscales

3.1. L'investissement (CAPEX)

3.1.1. Les dépenses d'exploration

Les coûts d'exploration sont généralement inférieurs aux autres coûts. Ils sont réalisés avant la découverte et bénéficient d'une garantie de remboursement liée à la probabilité de succès du programme d'exploration, typiquement de 10% à 30%. En général, ces dépenses englobent les travaux de géologie, de géophysique et les forages d'exploration. Elles sont :

- Les coûts d'acquisition de la sismique 2D, 3D ;
- Les coûts d'acquisition d'autres méthodes ;
- Les coûts en personnel ;
- Les coûts de traitement sismique ;
- Les coûts d'interprétation et d'exploitation des données;
- Les coûts de forage d'exploration

3.1.2. Les investissements de développement

Les investissements de développement représentent :

- Les coûts de forage de développement ;
- Les coûts des installations de production et de transport et des systèmes d'évacuation

3.2. Les dépenses d'exploitation (OPEX)

Les dépenses d'exploitation sont les coûts opératoires des installations de production.

Ces dépenses sont principalement :

- Les coûts des supports généraux des filiales ;
- Les coûts des opérations puits/surface ;
- Les coûts de maintenance ;
- Les coûts de logistique

3.3. L'amortissement

L'amortissement est la comptabilisation annuelle d'une perte de valeur des actifs d'une entreprise due à l'usure, au temps ou à l'obsolescence.

L'amortissement comptable répartit le coût d'un actif sur sa durée d'utilité. Les actifs d'une entreprise sont inscrits au bilan à leur valeur nette comptable, qui est leur valeur d'achat au moment de leur inscription au bilan. Cependant, au cours des prochaines années, cette valeur ne correspond plus à la réalité, car l'actif perd de la valeur avec le temps.

Ainsi, l'amortissement permet d'enregistrer chaque année la perte de valeur comptable dans les comptes. Les amortissements constatés chaque année sont déduits du bénéfice imposable.

3.4. L'actualisation

L'actualisation consiste à déterminer le pouvoir d'achat que la valeur d'une marchandise fournira à l'avenir.

Il est calculé en tenant compte de l'inflation. Mettre à jour le montant revient à déterminer ce que nous pourrions obtenir à la date à laquelle ce montant sera perçu.

Certaines entreprises incluent des clauses d'actualisation dans les contrats qui leur permettent de modifier les prix en fonction de l'évolution de certains indices. L'actualisation est également utilisée pour investir. Cela détermine la valeur des gains en capital attendus lorsqu'ils sont disponibles.

3.5. L'inflation

L'inflation est une augmentation générale et soutenue des prix des biens et des services en correspondant à une baisse du pouvoir d'achat de la monnaie.

3.6. Le prix des hydrocarbures

3.6.1. Selon la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01)

- Les prix de base utilisés pour les hydrocarbures liquides et les produits pétroliers destinés au marché national est des prix FOB mensuelles publiés par une revue spécialisée incontestable ou à défaut par Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures (ALNAFT) ;
- Le prix de base utilisé pour les hydrocarbures liquides et les produits pétroliers destinés au marché national est le prix en vigueur durant l'année civile ;
- Le prix de base utilisé pour le gaz destinés à l'exportation est le prix découlant du contrat pour le mois précédent ou la moyenne des prix des différents contrats de vente de gaz algérien à l'exportation, réalisés durant le mois précédant
- Le prix de base utilisé pour le gaz destinés au marché national est le prix de vente du gaz appliqué au marché national en vigueur durant l'année civile considérée ;
- Le prix de base utilisé pour le gaz pour les besoins de la récupération assistée est le prix librement négocié entre le vendeur et l'acheteur ⁽⁷⁴⁾.

3.6.2. Selon la loi (N° 19-13)

- Les prix de base utilisés pour les hydrocarbures liquides destinés à l'exportation est des prix FOB mensuelles publiés par une publication spécialisée incontestable ou à défaut par Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures (ALNAFT) ⁽⁷⁵⁾;
- Les prix de base utilisés pour les produits pétroliers destinés au marché national sont libres, à l'exception de ceux applicables aux carburants et aux GPL ;

⁷⁴ Article (90) de la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relative aux hydrocarbures

⁷⁵ Article (146) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

- Les prix de base utilisés pour les carburants et les GPL destinés au marché national sont notifiés annuellement par (ARH) ;
- Les prix du pétrole brut et du condensat sont calculés annuellement par (ARH) selon une méthodologie qui est définie par voie réglementaire ;
- Le prix de base utilisé pour les hydrocarbures gazeux destinés à l'exportation découlant du contrat de vente pour le mois (n-1) ;
- Le prix de base utilisé pour du gaz naturel à un client, dont les quantités annuelles consommées sur le territoire national pour ses propres besoins sont supérieures ou égales au seuil défini par arrêté du ministre, est librement négocié ;
- Le prix de base utilisé pour le gaz naturel aux producteurs d'électricité et aux distributeurs de gaz destinés au marché national est déterminé et notifié annuellement par (ARH) ⁽⁷⁶⁾.

4. Les risques liés à l'amont pétrolier

Il existe principalement trois (3) différences entre l'industrie pétrolière et les autres industries, elles sont :

- La différence dans les investissements
- La différence dans le temps de récupération
- La différence dans les risques

Les deux grands majeurs risques de l'amont pétrolier sont :

4.1.1. Les risques géologiques

- Les probabilités de succès d'exploration (l'existence des hydrocarbures) ;
- Le type des hydrocarbures (Pétrole brut ou gaz naturel) ;
- Le volume de réserve et la qualité de la matière trouvée ;
- Le taux de récupération

4.1.2. Les risques économiques

- L'instabilité des prix des hydrocarbures ;
- Les investissements massifs ;
- Les frais opératoires

5. Les critères d'évaluation des projets d'investissement

5.1. Approche déterministe

Toute entreprise, pour optimiser ses profits, doit identifier les investissements les plus rentables. Pour résoudre le problème de choix devant les opportunités d'investissement, la théorie micro-économique classique retient principalement :

- La Valeur Actuelle Nette (V.A.N) ;

⁷⁶ Articles (1466) (147) (148) (149) (150) (206) (207) (208) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

- Le Taux de Rentabilité Interne (T.R.I) ;
- Le Délai de Récupération ;
- Indice de profitabilité (I.P)

5.1.1. Valeur actuelle nette (V.A.N)

La valeur actuelle nette d'un projet est la somme algébrique des valeurs actualisées de chacun des flux (Cash-Flows actualisés) associé au projet :

$$V.A.N = \sum_{n=0}^N \frac{C.F_n}{(1+i)^n} - I_0$$

VAN = Valeur actuelle nette

C.F_t = Cash-Flow (l'ensemble des flux de liquidités générés par les activités d'une société)

I₀ = L'investissement initial

i = Taux d'actualisation

n = L'année d'exploitation

- **Si (V.A.N < 0) :** le projet n'est pas rentable ;
- **Si (V.A.N = 0) :** le projet est au moins capable à rembourser l'investissement initial ;
- **Si (V.A.N > 0) :** le projet est rentable

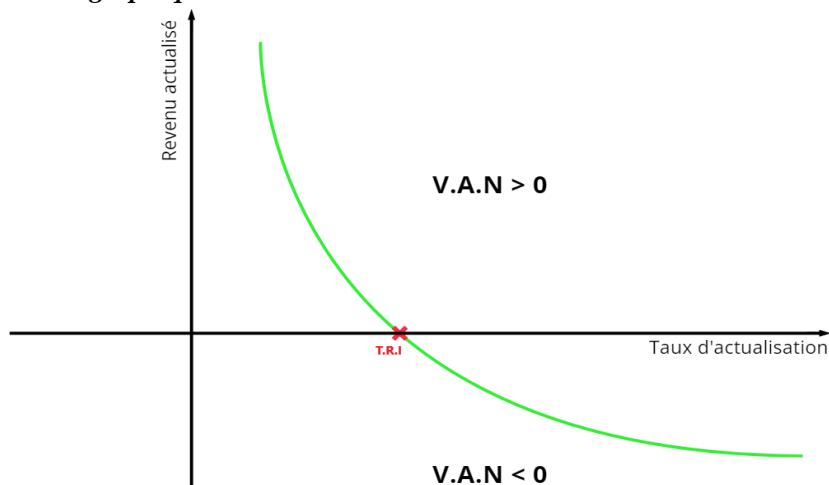
La décision de réalisation de projet ou non dépend sur le résultat de la valeur actuelle nette. Si la VAN est positif (V.A.N ≥ 0), le projet est au moins capable à rembourser l'investissement initial.

5.1.2. Taux de Rentabilité Interne (T.R.I)

Le taux de rentabilité interne d'un projet est la valeur du taux d'actualisation pour laquelle la V.A.N est nulle (V.A.N = 0).

Cette méthode consiste à rechercher pour le taux d'actualisation par lequel on la somme des Cash-Flows actualisés égale à l'investissement initial.

Figure. III. 1 : La T.R.I graphiquement



Source : Réalisé par nous-mêmes

5.1.3. Délai de récupération

La délai de récupération est la durée d'exploitation de laquelle les revenus du projet ont permis de rembourser le montant de l'investissement initial et de le rémunérer au taux d'actualisation.

L'année de récupération est l'année à partir de laquelle la VAN devient positive.

5.1.4. Indice de profitabilité (I.P)

L'indice de profitabilité d'un projet mesure l'efficacité du capital investi. Il est le rapport de la valeur actuelle nette de projet au montant de l'investissement de réalisation :

$$I.P = \frac{V.A.N}{I_0}$$

- Si ($I.P < 1$) : le projet n'est pas rentable ;
- Si ($I.P = 1$) : le projet est au moins capable à rembourser l'investissement initial ;
- Si ($I.P > 1$) : le projet est rentable

5.2. Approche probabiliste

5.2.1. La valeur monétaire espérée (E.M.V)

Valeur Monétaire Espérée est l'espérance mathématique associée à deux possibilités [succès ou échec] :

$$E.M.V = [P_S \times VAN] + [I_R \times (P_S - 1)]$$

P_S : La Probabilité de Succès

I_R : L'Investissement de Recherche

La décision d'investissement dans l'exploration est par le résultat d'E.M.V :

- Si ($E.M.V > 0$) : C'est un succès ;
- Si ($E.M.V < 0$) : C'est un échec

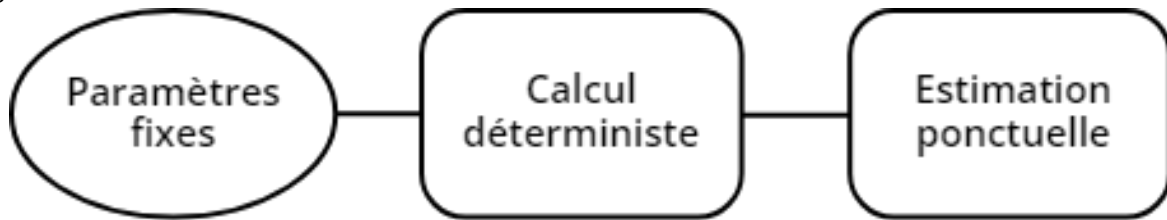
5.2.2. L'analyse de sensibilité

L'analyse de sensibilité permet d'évaluer l'impact économique de la variation de quelques facteurs de risque important sur les indicateurs économiques, ces études permettent de mieux cerner le potentiel ainsi que les risques du projet d'investissement.

L'analyse de sensibilité est réalisée selon les étapes suivantes :

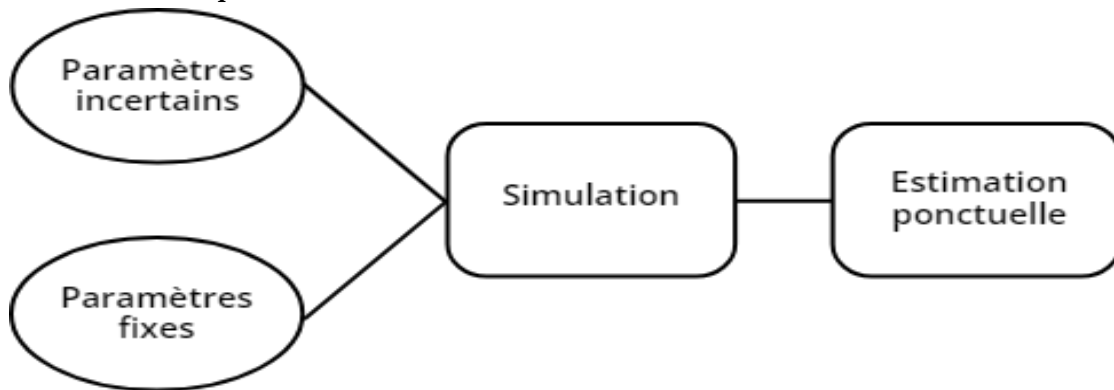
- **Identification des divers facteurs de risque** : Il s'agit de déterminer du modèle déterministe que sont des réalisations des événements incertaines ;
- **Estimation de l'étendue des valeurs possibles** : Pour chacun des paramètres incertains, il s'agit d'évaluer une valeur maximale possible ou probable ;
- **Evaluation des conséquences** : Chacun des paramètres est indépendamment déplacé vers ses valeurs extrêmes et nous notons la modification des indicateurs économiques d'intérêts que ce déplacement entraîne.

Figure. III. 2 : Modèle déterministe



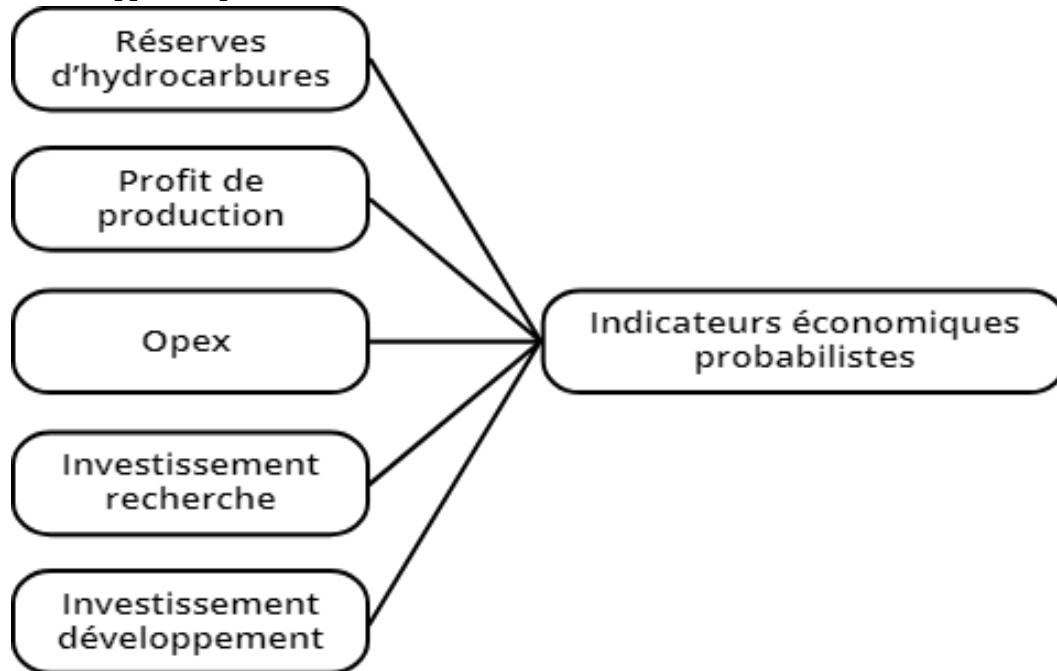
Source : Réalisé par nous-mêmes

Figure. III. 3 : Modèle probabiliste



Source : Réalisé par nous-mêmes

Figure. III. 4 : Approche probabiliste



Source : Réalisé par nous-mêmes

5.2.3. L'arbre de décision

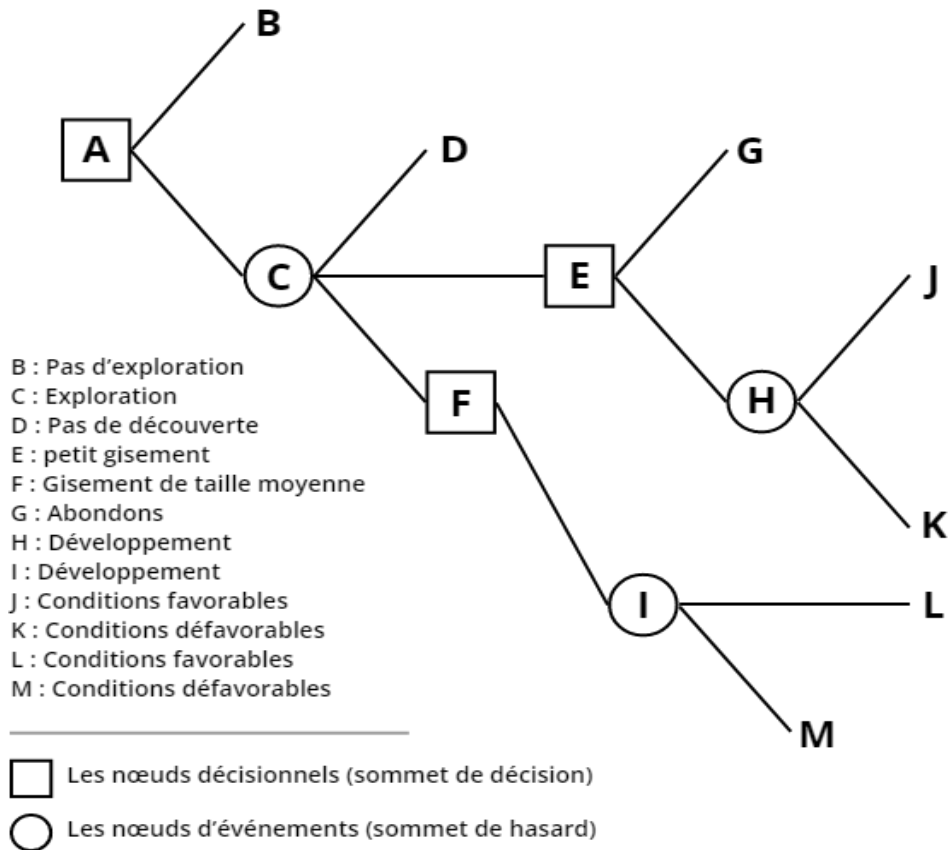
Elle consiste à construire un graphe qui permet de présenter sous forme d'un arbre les différentes combinaisons possibles des décisions successives. Elle permet de déterminer de manière commode la meilleure solution.

Le principe de la méthode est de construction d'un graphe dont les « nœuds » représentent les alternatives et les branches les termes de chaque alternative. On est aussi conduit à analyser les conséquences possibles d'une série de décisions successives.

La probabilité de tout événement possible doit être estimée, ce qui n'est pas chose aisée, cette probabilité est indiquée sur l'arbre.

La construction d'un arbre de décision est schématisée dans la figure suivante :

Figure. III. 5 : La structure de l'arbre de décision



Source : Réalisé par nous-mêmes

Les arcs du graphe représentent, soit des décisions possibles, soit des résultats aléatoires des décisions prises. Le sommet correspond donc à l'état des faits et des informations obtenues. Les sommets à partir desquels une décision doit être prise, sont représentés par un carré « sommet de décision ». Tandis que « les sommets de hasard » associés à des événements aléatoires, sont représentés par des cercles.

Conclusion du chapitre

On peut artificiellement distinguer quatre sortes de versement d'une société pétrolière à l'État dans son double rôle de percepteur d'impôt et propriétaire du sous-sol et du solde la concession : la redevance, taxe superficielle, la taxe sur le revenu pétrolier et l'impôt complémentaire sur le résultat.

Le calcul économique fournit une mesure de la création de valeurs à partir de méthodes souvent simples, parfois complexes, mais qui doivent toujours être appliquées d'une façon rigoureuse pour assurer la cohérence nécessaire, non seulement entre hypothèses et résultats, mais aussi entre les décisions prises dans des secteurs différents d'une entreprise.

CHAPITRE IV
Évaluation économique des projets réels

Introduction du chapitre

La durée de vie de l'exploitation d'un gisement d'hydrocarbures est longue. De la découverte d'un gisement à sa mise en production, les opérations d'exploration puis de production s'étalent sur plusieurs dizaines d'années.

Dans ce chapitre, on va faire une étude comparative entre les résultats de régime fiscal obtenu par la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relative aux hydrocarbures et la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures, et comparer aussi les différents critères de l'évaluation économique des deux projets proposés. En fin on va faire une analyse des résultats obtenus.

1. Présentation de la société SONATRACH

SONATRACH est une compagnie étatique algérienne et un acteur international majeur dans l'industrie des hydrocarbures



Figure. IV. 1 : Logo de SONATRACH

1.1. Historique

La société nationale de transport et de commercialisation des hydrocarbures (SONATRACH) a été créée par le décret N°63/491 du 31 décembre 1963

Ces missions ont été élargies le 22 septembre 1966 pour s'étendre à tous les domaines de l'industrie pétrolière, la recherche et le transport des hydrocarbures.

La nationalisation des hydrocarbures, le 24 février 1971, a poussé SONATRACH à prendre en main le destin pétrolier et gazier du pays. SONATRACH a fait l'objet d'un découpage qui a donné naissance à d'autres entreprises telles que NAFTAL, ASMIDAL, ENPE.

Aujourd'hui, et après sa restructuration en 1981, SONATRACH garde les principales fonctions du secteur des hydrocarbures à savoir :

- L'exploration, le forage et la production ;
- Le transport des hydrocarbures ;
- Le traitement et la liquéfaction du gaz naturel ;
- La commercialisation des hydrocarbures liquides et gazeux ;

1.2. Description du groupe pétrolier SONATRACH

La société nationale SONATRACH a atteint l'âge de raison. Cinquante ans d'existence au service de l'économie algérienne. La société créée au lendemain de l'indépendance est devenue aujourd'hui le cœur battant de l'économie nationale et l'entreprise nourricière de l'Algérie.

- **Forme juridique** : Société par actions (SPA) ;
- **Effectif de SONATRACH** : 137000 employés en 2016 ;
- **Chiffre d'affaires à l'exportation en 2014** : 58,4 milliards de dollars contre 63.5 en 2013, soit une baisse de 8% ;
- **Production totale du pétrole en 2016** : 69 millions TEP ;
- **La production de gaz naturel en 2016** : 132,2 milliards de m3 ;
- **Dettes envers Groupe et Associés** : Elles s'établissent à 2 379 milliards de DA contre 2 157 milliards de DA en 2013, soit une progression de 10 % ;
- Près des 2/3 du Budget de l'État est issu de la fiscalité pétrolière. SONATRACH se positionne ainsi comme le locomoteur du développement national avec une contribution au PIB à hauteur de plus de 30% et plus de 90% des ressources en devises du pays.

1.3. Position du groupe SONATRACH sur le plan international

- Le groupe pétrolier et gazier est classé 1er en Afrique et 12ème dans le monde en 2013 ;
- Quatrième exportateur mondial de Gaz naturel liquéfié (GNL) ;
- Troisième exportateur mondial de Gaz Pétrole liquéfié (GPL) ;
- Cinquième exportateur de Gaz naturel (GN).

SONATRACH a pour mission de valoriser de façon optimale les ressources nationales d'hydrocarbures et de créer des richesses au service du développement économique et social du pays. Elle intervient également dans d'autres secteurs tels que la génération électrique, les énergies renouvelables, et le dessalement d'eau de mer. Elle exerce ses métiers en Algérie et partout dans le monde où des opportunités se présentent.

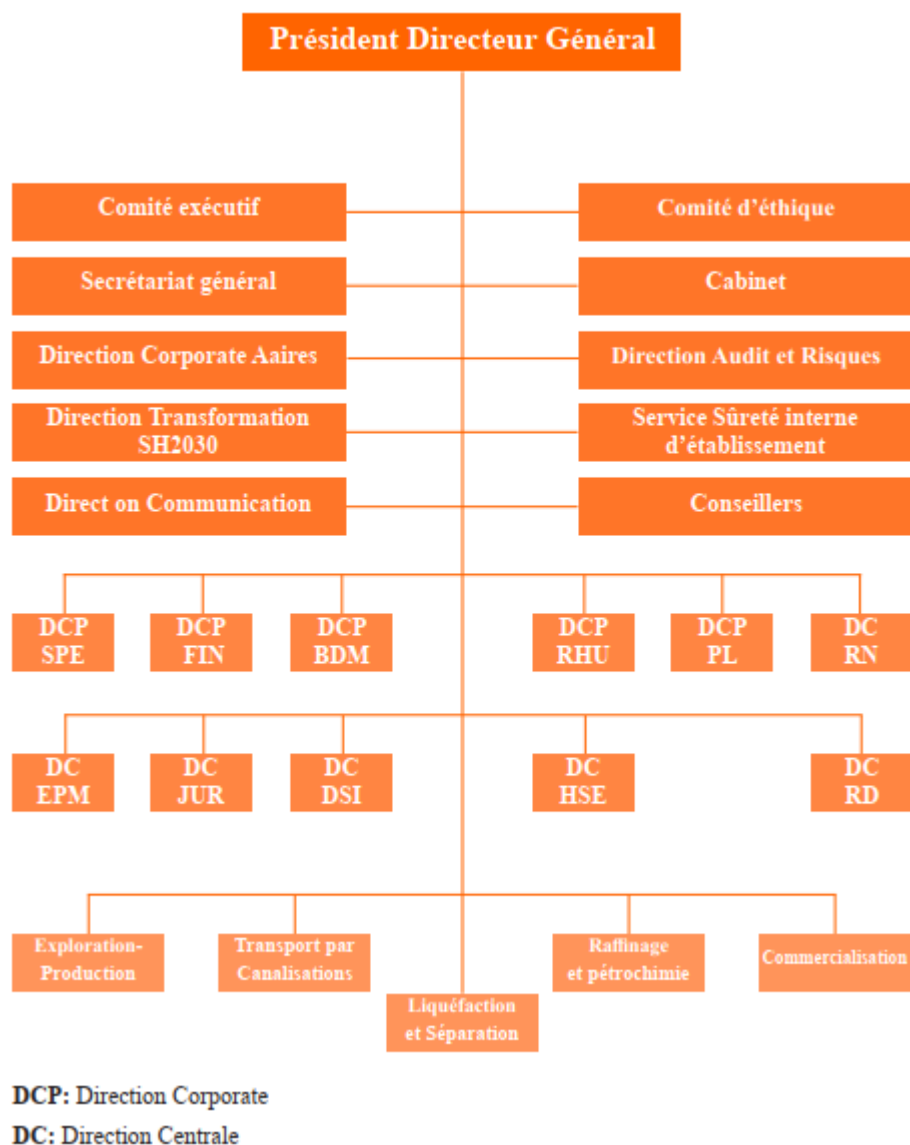
1.4. Organisation de l'entreprise

Le schéma d'organisation de la macrostructure de SONATRACH s'articule autour des structures suivantes :

- La Direction générale ;
- Les Structures opérationnelles ;
- Les Structures fonctionnelles.

La macrostructure de la société SONATRACH est schématisée par l'organigramme suivant :

Figure. IV. 2 : Schéma organisationnel et fonctionnel de la SONATRACH



Source : Rapport annuel 2018 de SONATRACH

1.4.1. La direction générale

Dirigée par un président directeur général, assisté du comité exécutif. Il est également assisté de conseillers et de directeurs chargés du traitement et du suivi de dossiers spécifiques et à caractère stratégique.

D'autres comités sont rattachés à la direction générale :

- Le comité d'examen des projets (CEP) ;
- Le comité de coordination des projets (CIP) ;
- Le comité d'éthique.

Le président directeur général peut à tout moment créer d'autres comités chargés d'assurer la coordination de l'étude de problèmes particuliers. Ces comités peuvent être chargés d'une mission permanente ou d'une durée déterminée. La direction relation publique (REP) et le service sureté interne d'établissement (SIE) relèvent également de la direction générale.

1.4.2. Structures opérationnelles

Les activités opérationnelles exercent les métiers du groupe et développent son potentiel d'affaires tant en Algérie qu'à l'étranger. Les activités opérationnelles, qui sont placées sous l'autorité d'un vice-président sont:

- L'Activité Exploration-Production (E / P) : Couvre les activités de recherche, d'exploration, de développement et de production d'hydrocarbures. Elles sont assurées par SONATRACH seule, ou en association avec d'autres compagnies pétrolières.
- L'Activité Liquéfaction, Raffinage et Pétrochimie (LRP) : Couvre le développement et l'exploitation des complexes de liquéfaction de gaz naturel, de séparation de GPL, de raffinage et des gaz industriels.
- L'Activité Transport par Canalisations (TRC) : Assure l'acheminement des hydrocarbures (pétrole brut, condensat, GPL et gaz naturel) et dispose d'un réseau de canalisations de près de 19 623 km en 2015 contre 14 915 en 2005, soit une augmentation de 4 708 km.
- L'Activité Commercialisation (COM) : A pour missions l'élaboration et l'application de la stratégie de SONATRACH en matière de commercialisation des hydrocarbures sur le marché intérieur et à l'international par les opérations de TRADING et de HIPPIING.

Ces opérations sont menées en coopération avec les filiales NAFTAL pour l'approvisionnement du marché national en produits pétroliers et gaziers (GPL), HY-PROCSC pour le transport maritime de ces produits et COGIZ pour la commercialisation des gaz industriels.

1.4.3. Structures fonctionnelles

- Direction Corporate ;
- Stratégie, Planification & Économie (SPE) ;
- Finances (FIN) ;
- Ressources Humaines (RHU) ;
- Direction Centrale :
- Filiales & participations (FIP) ;
- Activités Centrales (ACT) ;
- Juridique (JUR) ;
- Informatique & Système d'Information (ISI) ;
- Marchés et Logistique (MLG) ;
- Santé, sécurité & environnement (HSE) ;
- Business Développment (BSD) : nouvelle direction chargée de détecter des opportunités de croissance, d'évaluer et de lancer des nouveaux projets dans les activités de base de l'entreprise ;

- Recherche & Développement (RDT) : nouvelle direction chargée de promouvoir et de mettre en œuvre la recherche appliquée et de développer des technologies dans les métiers de base de l'entreprise.

1.5. La division exploration

La division exploration fait partie de l'activité Amont Exploration-Production (E & P), elle a été créée en 1972 et elle avait le titre de la direction d'exploration, suite à la réorganisation de la SONATRACH en date du 4/4/1987, la direction exploration est élevée au rang de la division. L'Activité Exploration-Production (E / P) couvre les activités de recherche, d'exploration, de développement et de production d'hydrocarbures. Elles sont assurées par SONATRACH seule, ou en association avec d'autres compagnies pétrolières.

1.5.1. Les missions essentielles de la division exploration

- La conduite et le développement des activités de prospection et de recherche des hydrocarbures ;
- La participation avec les autres divisions aux appels d'offres d'exploration en Algérie et à l'étranger ;
- La participation à l'évaluation des offres de partenariat sur des projets d'exploration en Algérie et à l'étranger ;
- La mise en œuvre de la stratégie de la Société en matière d'exploration.
- La préparation, l'établissement et la recommandation des programmes techniques d'exploration et leur suivi ;
- Le développement et la conduite des travaux d'analyse en matière de géologie et de géophysique ;
- La gestion et le suivi des contrats en effort propre et en association ;
- Le développement d'expertise dans le domaine de l'exploration.

1.5.2. Objectifs de la division exploration

- Renouvellement des réserves ;
- Réduction des coûts de découvertes. Hiérarchisation des projets d'exploration en fonction des critères retenus par l'entreprise à savoir :
 - La taille des prospects ;
 - Le risque géologique ;
 - La rentabilité économique.

1.5.3. Organisation de la division exploration

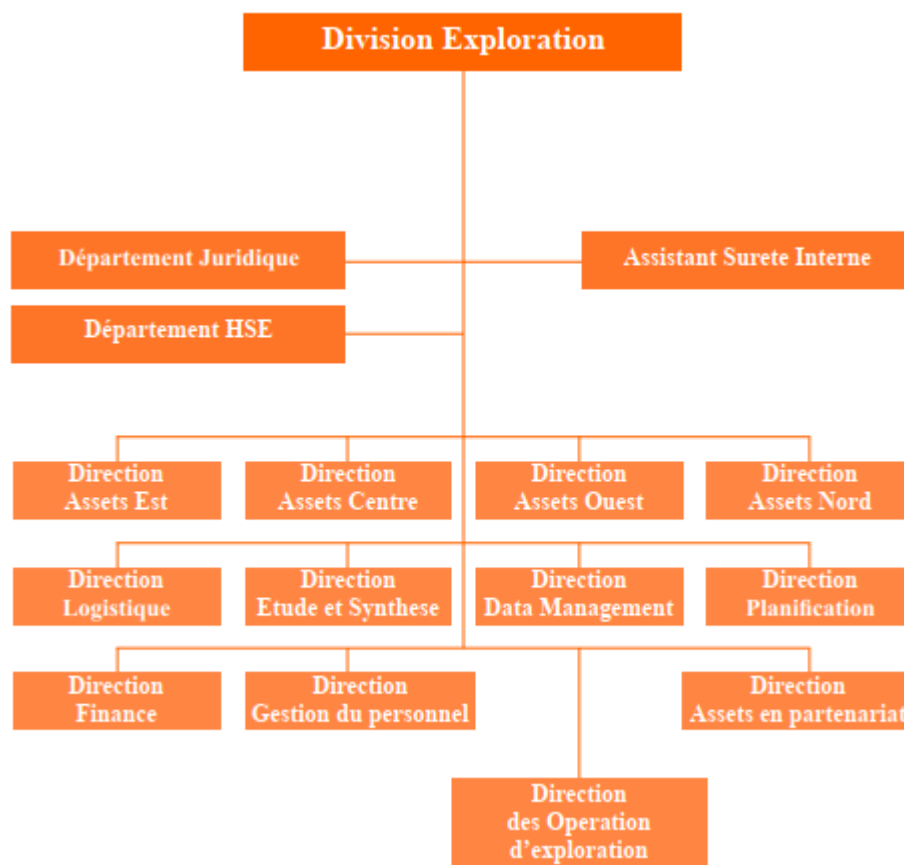
La division exploration est organisée comme suit :

- Direction Assets Est ;
- Direction Assets Centre ;
- Direction Assets Ouest ;
- Direction Assets Nord ;

- Direction Assets en Partenariat ;
- Direction Études et Synthés ;
- Direction des Opérations d’Exploration ;
- Direction Data Management ;
- Direction Planification ;
- Direction Finances ;
- Direction Gestion Personnel ;
- Direction Logistique ;
- Département Juridique ;
- Département HSE ;
- Département HSE ;

La microstructure de la division exploration est schématisée par l’organigramme suivant.

Figure. IV. 3 : L’organigramme de La Division Exploration



Source : données fournies par le département Évaluation Économique et Statistique de l’IAP- SONATRACH

1.6. Le département Évaluation Économique et Statistique

Les missions principales de ce département sont :

- La réalisation de toute évaluation technico-économique des projets exploration- production en effort propre SONATRACH ;
- La participation et l'assistance aux structures technique de la division à la réalisation des études d'opportunité d'investissement en exploration ;
- L'évaluation économique des projets d'implantation de forage d'exploration et de la délinéation en effort propre de SONATRACH (nouveaux prospects) ;
- Le suivi et la mise à jour de la base de données statistique de l'activité exploration ainsi que les indicateurs de performance pertinents

Relations fonctionnel entre Direction Planification et autres directions :

La direction planification coordonne et consolide tous les travaux des structures de la division exploration, en établissant des rapports (hebdomadaires, et mensuels).

Organisation de la Direction Planification :

- Un Département Planification et Contrôle de Gestion ;
- Un Département Évaluation Économique et Statistiques.

1.6.1. Organisation de Département Évaluation Économique et Statistiques

Service évaluations économiques a pour missions essentielles :

- La mise en place des modèles économiques et leur actualisation continue ;
- La réalisation de toute évaluation technico- économique des projets d'exploration et Asset en effort propre SONATRACH et en Partenariat;
- La participation et l'assistance aux structures techniques de la Division à la réalisation des études d'opportunités d'investissement en exploration ;
- L'évaluation économique des projets d'implantations de forage d'exploration et de délinéation en effort propre de SONATRACH (nouveaux prospects) ;
- La participation de toute étude d'évaluation économique des options de cession d'intérêt (partielle ou globale) pour les projets en partenariat ;
- La participation et l'assistance aux structures techniques de la division à la réalisation des études d'opportunités d'investissement en exploration,
- La participation, en collaboration avec les structures de SH (ETP/AMONT, PED et ENC) à la réalisation des projets économiques ;
- L'établissement et la diffusion périodique de synthèses des études économiques au management
- L'établissement d'un classement des périmètres de recherche en fonction de la rentabilité économique et des réserves d'hydrocarbures et d'en assurer son actualisation ;

ETUDE DE CAS

Le but de notre travail est de répondre à la problématique suivante : quel est l'impact fiscal de la nouvelle loi relative aux hydrocarbures sur la rentabilité économique des projets ? Et sur le revenu de l'état ?

Pour répondre à cette question, on a effectué une étude technico-économique qui a pour objet d'évaluer l'impact de la nouvelle loi relative aux hydrocarbures par rapport à l'ancienne loi (N° 13-01), sur la rentabilité économique des projets exploration-production.

Au terme de cette analyse comparative entre les deux lois, deux (02) projets situés dans des zones différentes sont étudiés, il s'agit de :

- Le projet Touggourt Est I: situé dans la Direction Asset Centre, bassin Amguid Messaoud (Zone C, D et B).
- Le projet Hassi Messaoud II: situé dans la Direction Asset centre, Bassin Amguid Messaoud (Zone D).

Les hypothèses technico-économiques

- **Année de base** : 2019 ;
- **Prix du brut** : 50 \$US / B.E.P ;
- **Prix du gaz** : 10% du prix de brut ;
- **Taux d'actualisation** : 10% réel ;
- **Taux d'inflation** : 0% ;
- **Taux de change** : 119 DA / US\$;
- **Coût d'abandon** : 51 DA/ T.E.P ;

LE CONTRAT « HASSI MESSAOU D »

Le contrat HASSI MESSAOU D a débuté en 2016, avec une durée de 32 ans jusqu'au la fin de projet en 2047 :

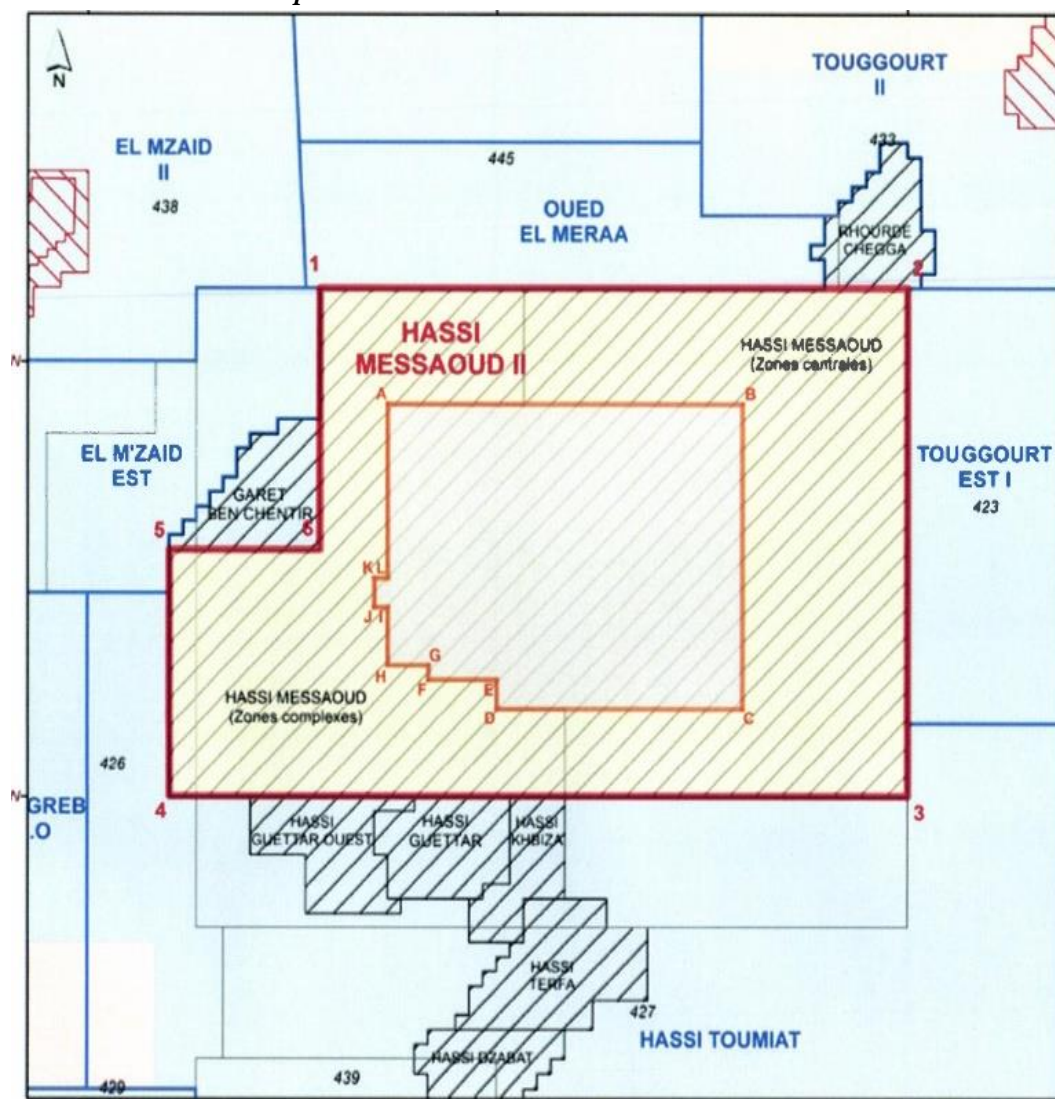
- **2016 - 2020** : Période de recherche ;
- **2021** : Année de transfert des découvertes ;
- **2022 - 2025** : Période de développement ;
- **2024 - 2047** : Période d'exploitation.

1. Plan de position du périmètre « HASSI MESSAOU D II »

Le périmètre « HASSI MESSAOU D II » est situé dans la direction Asset centre au bassin Amguid Messaoud. Le contrat est constitué de 32 parcelles entières et 27 parcelles partielles situées sur les zones D. Soit une superficie totale de 3 396,06 Km².

Les réserves évaluées (2P) sont de l'ordre de 45 Millions m³ d'huile récupérables.

Figure. IV. 4 : Présentation du périmètre « HASSI MESSAOUD II »



Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH.

2. Les données technico-économiques

Les données technico-économiques concernent à la fois les investissements de recherche et de développement, les coûts opératoires et le profil des hydrocarbures.

2.1. Les Investissements de Recherche et Développement (CAPEX)

Les investissements nécessaires à la réalisation de ce projet sont estimées à 227 MM\$US et réparties comme suit :

- **Recherche** : 101 MM\$US
- **Développement** : 126 MM\$US

Tableau. IV. 1 : Les investissements de recherche en MM\$US

	2016	2017	2018	2019	2020
Investissement de recherches	17	37	9	28	10

Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

Tableau. IV. 2 : Les investissements de développement en MM\$US

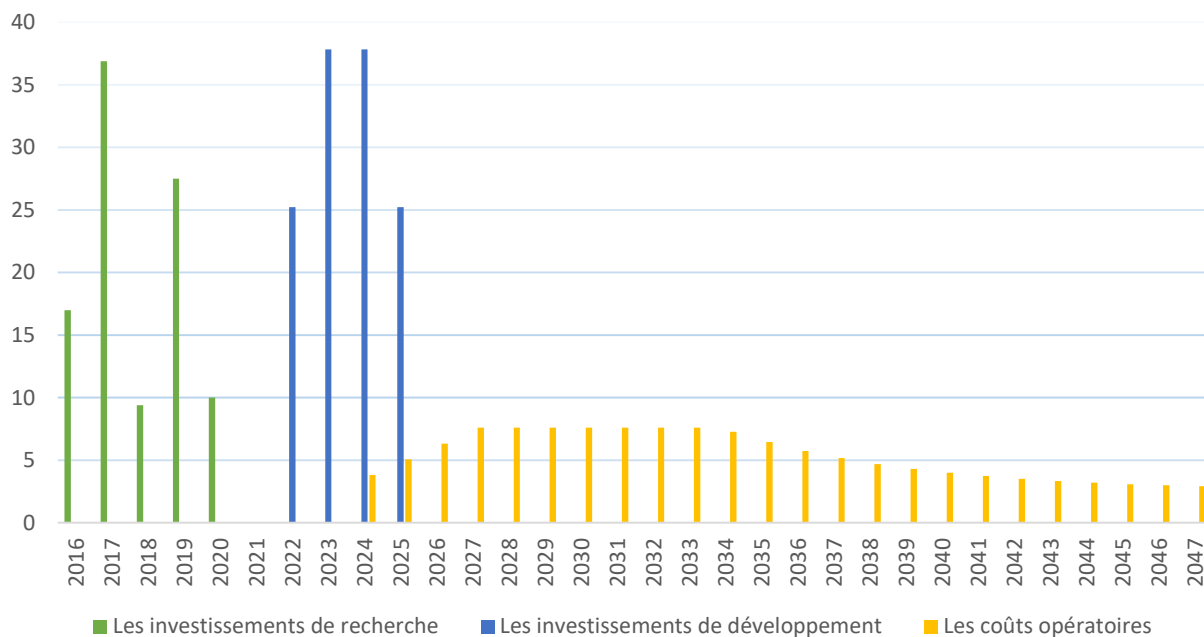
	2022	2023	2024	2025
Investissement de Développement	25	38	38	25

Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

2.2. Les coûts opératoires (OPEX)

Les coûts opératoires de ce projet sont estimés à **129 MM\$US** de début de production (En 2024) jusqu'à la fin de production (En 2047)

Figure. IV. 5 : Présentation des CAPEX et OPEX en MM\$US



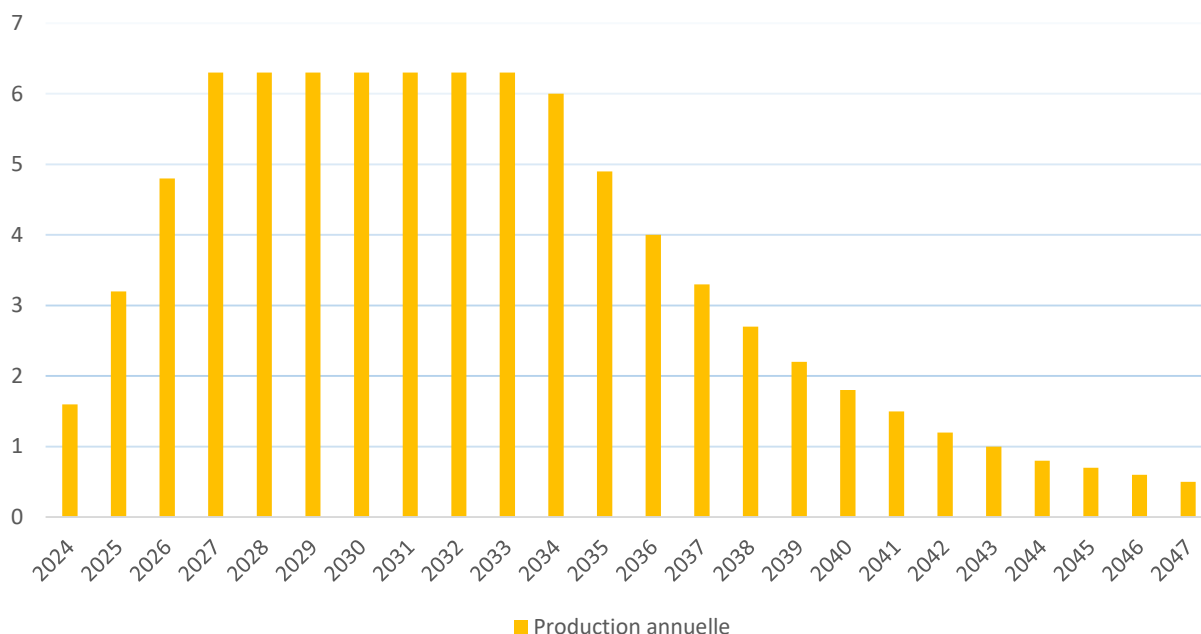
Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

2.3. Profil de production

La production globale est estimée à **88.4 MM B.E.P.**

La production débutera en 2024 et atteindra le seuil maximal qui est de **6.3 MM B.E.P** sur la période 2027-2033

Figure. IV. 6 : Evolution de la production annuelle en MMBBL



Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

3. Le calcul des montants des taxes et impôts

3.1. La taxe superficiaire

3.1.1. La taxe superficiaire selon la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01)

Le projet « HASSI MESSAOUD » est concerné par La zone : D

$$Taxe\ Superficiare = Superficie \times Montant$$

Tableau. IV. 3 : La taxe superficiaire en MM\$US

	Période de recherche			Période d'exploitation
	Phase initiale	2 ^{ème} Phase	3 ^{ème} Phase	
La taxe superficiaire	0.34	0.36	-	0.14

Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

3.1.2. La taxe superficiaire selon la loi (N° 19-13)

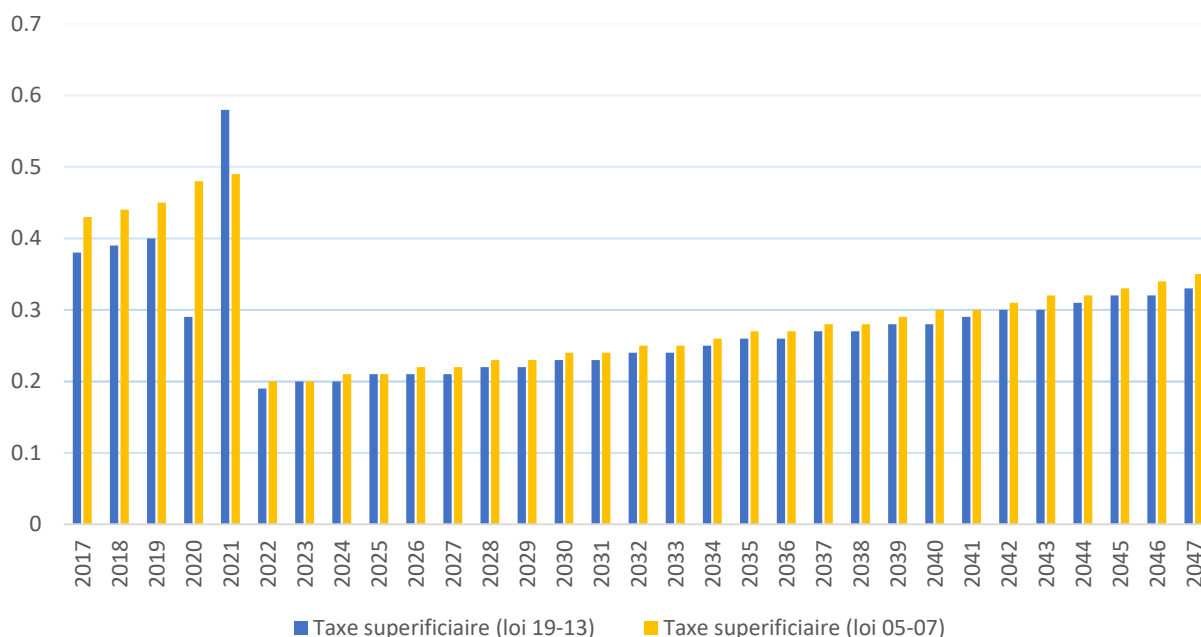
$$Taxe\ Superficiare = Superficie \times Montant$$

Tableau. IV. 4 : La taxe superficielle en MM\$US

	Période de recherche				Période d'exploitation
	1 ^{ère} à la 3 ^{ème} année	4 ^{ème} année	5 ^{ème} année	6 ^{ème} et 7 ^{ème} année	25 ans
La taxe superficielle	0.3	0.21	0.42	-	0.13

Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

Figure. IV. 7 : Evolution de La taxe superficielle de projet selon les deux lois en MM\$US



Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

D'après la figure ci-dessus, on remarque que les montants de la taxe superficielle calculés par la loi (N° 19-13) sont inférieurs aux montants calculés par la loi (N° 05-07) amendée par la (N° 13-01) (l'année 2021 excepté).

3.2. La Redevance

3.2.1. La redevance pétrolière selon la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01)

Le projet « HASSI MESSAOUD » est concerné par la première tranche de 0 à 20 000 B.E.P / JOUR car :

- La production journalière maximale est environ **17 345.30 B.E.P / JOUR** ;
- La moyenne de la production journalière est environ **9 219 B.E.P / JOUR**

$$Redevance = Assiette de redevance \times Taux de Redevance$$

$$\text{Assiette de redevance} = P.V - \text{Coût de transport}$$

P.V = La production valorisée

Tableau. IV. 5 : La redevance en MM\$US

	taux de la redevance	Assiette de redevance	Redevance
Zone D	12.5%	4169.85	521.23
		Total	521.23

Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

3.2.2. La redevance hydrocarbures selon la loi (N° 19-13)

$$\text{Redevance} = \text{Assiette de redevance} \times \text{Taux de 10\%}$$

$$\text{Assiette de redevance}$$

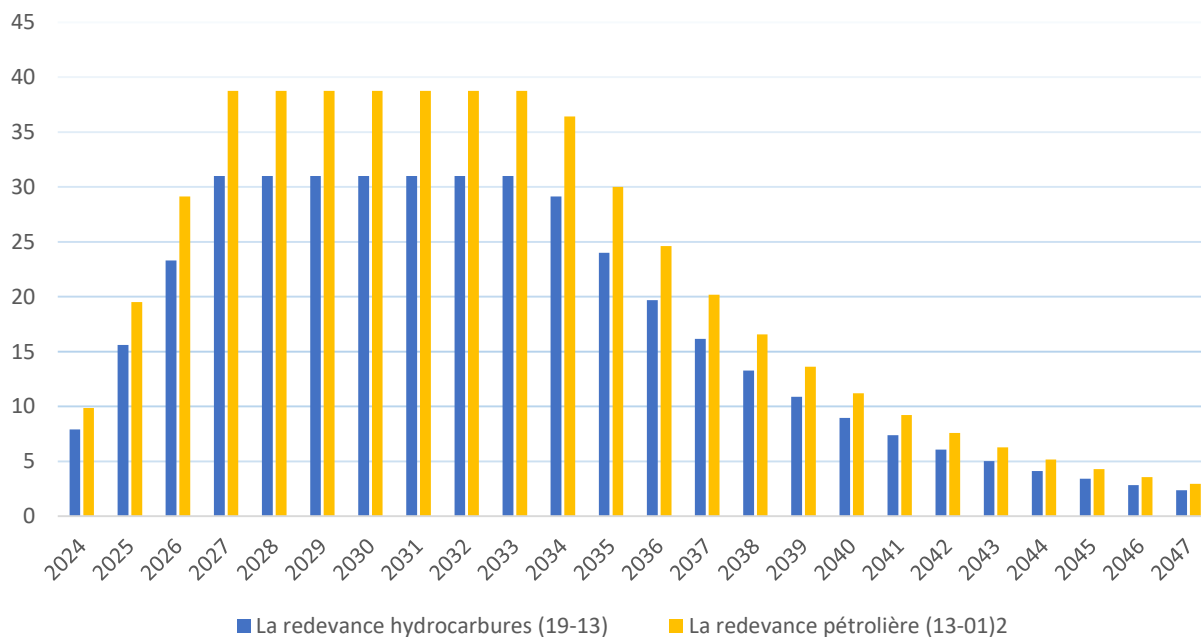
$$= P.V - \text{Coût de transport} - \text{Coût de liquéfaction} - \text{Coût de séparation du gaz}$$

Tableau. IV. 6 : La redevance en MM\$US

Taux de redevance	Assiette de redevance	Redevance
10%	4169.8	416.98

Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

Figure. IV. 8 : Evolution de La redevance de projet selon les deux lois en MM\$US



Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

D'après la figure ci-dessus, on remarque que les montants de la redevance calculés par la loi (N° 19-13) sont inférieurs aux montants calculés par la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01).

3.3. La taxe sur le revenu pétrolier/L'impôt sur le revenu des hydrocarbures

3.3.1. La taxe sur le revenu pétrolier selon la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01)

$$T.R.P = \text{Revenu Pétrolier} \times \text{Taux de T.R.P}$$

Le projet « HASSI MESSAOUD » est concerné par La zone : D

Tableau. IV. 7 : Le taux d'UPLIFT appliqué

	Investissement de Recherche et de Développement		
	Taux d'Uplift	Durée	Tranche annuelle d'investissement
Zone C et D	20 %	8 ans	12.5 %

Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

On prend l'année 2024 comme un exemple pour le calcul de T.R.P :

Le calcul de revenu pétrolier :

$$\text{Revenu Pétrolier} = P.V - \text{Déductions Autorisées}$$

Tableau. IV. 8 : Les déductions autorisées de l'année 2024 en MM\$US

	2024
Amortissement de recherche Uplifté	15.11
Amortissement de développement Uplifté	9.46
Redevance	9.87
Coût de Transport	1.69
Coût d'Abandon	0.13
Coût de Formation	0.23
Total des déductions autorisées	36.49

Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

- La production valorisée de l'année 2024 : **80.68 MM\$US**
- Le total des déductions autorisées de l'année 2024 : **36.49 MM\$US**

$$\text{Revenu Pétrolier}_{2024} = 80.68 - 36.49 = 44.19 \text{ MM}\$US$$

Le taux de T.R.P appliqué est de 20% de Cas 1, car :

- La production journalière de projet est inférieure à **50 000 B.E.P**
- Le coefficient $R_1 = 0.01$, donc $R_1 < 1$

$$T. R. P_{2024} = 44.19 \times 20\% = 8.84 \text{ MM}\$US$$

La Taxe sur le revenu pétrolier total de projet : **1871.53 MM}\\$US**

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

$$I. R. H = \text{Revenu Pétrolier} \times \text{Taux d'I. R. H}$$

On prend l'année 2024 comme un exemple pour le calcul d'I.R.H :

Tableau. IV. 9 : Les déductions autorisées de l'année 2024 en MM}\\$US

	2024
Amortissement de recherche Uplifté	25.18
Amortissement de développement Uplifté	31.54
Redevance	7.90
Coût Opérateur	3.81
Coût de Transport	1.69
Coût d'Abandon	0.13
Coût de Formation	0.23
Total des déductions autorisées	70.48

Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

- La production valorisée de l'année 2024 : **80.68 MM}\\$US**
- Le total des déductions autorisées de l'année 2024 : **36.49 MM}\\$US**

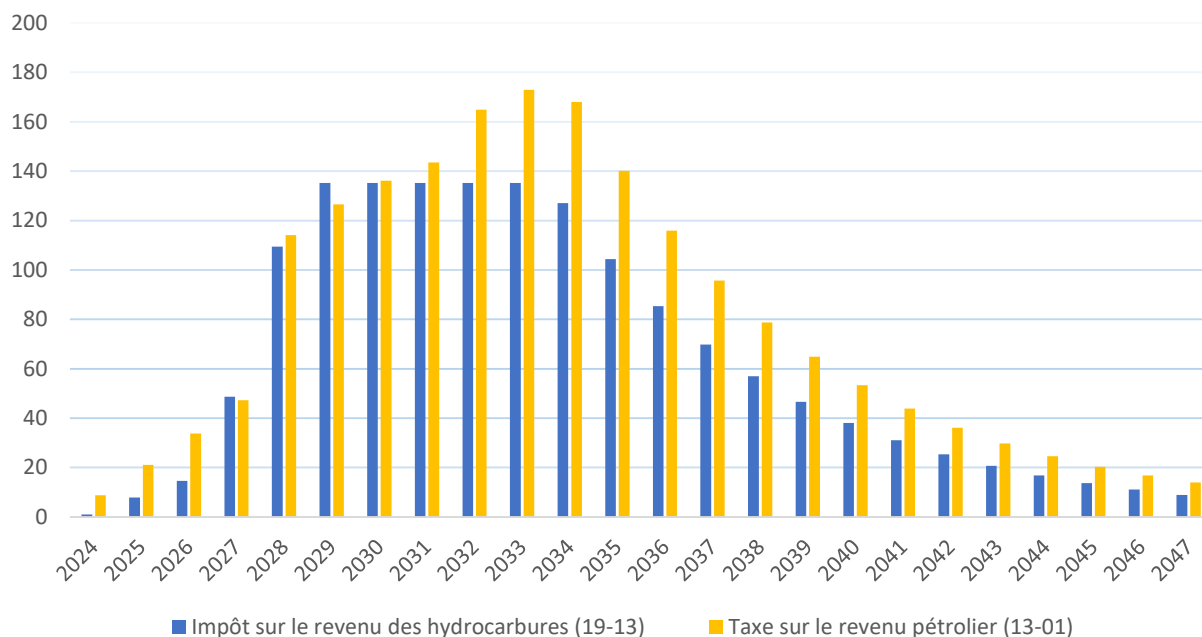
$$\text{Revenu Pétrolier}_{2024} = 80.68 - 70.48 = 10.2 \text{ MM}\$US$$

Le facteur $R = 0.01 < 1$, donc le taux d'I.R.H appliqué est de 10%

$$I.R.H_{2024} = 10.2 \times 10\% = 1.02 \text{ MM}\$US$$

L'impôt sur le revenu des hydrocarbures total de projet : 1513.22 MM\$US

Figure. IV. 9 : Evolution de T.R.P et d'I.R.H de projet en MM\$US



Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

D'après la figure ci-dessus, on remarque que les montants de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures calculés par la loi (N° 19-13) sont inférieurs aux montants de la taxe sur le revenu pétrolier calculés par la loi (N° 05-07) amendée par la (N° 13-01).

3.4. L'impôt complémentaire sur le résultat / L'impôt sur le résultat

3.4.1. L'impôt complémentaire sur le résultat selon la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01)

On prend l'année 2024 comme un exemple pour le calcul d'I.C.R :

$$I.C.R = C.A \times \text{Taux d'I.C.R}$$

$$C.A = \text{Revenu Pétrolier} - \text{Les Charges}$$

Tableau. IV. 10 : Les charges de l'année 2024 en MM\$US

	2024
T.R.P	8.84
Redevance	9.87
Amortissement de recherche	12.59
Amortissement de développement	7.88
Coût opératoire (OPEX)	3.81
Coût de Transport	1.69
Coût d'Abandon	0.13
Coût de Formation	0.23
Total des charges	45.04

Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

- La production valorisée de l'année 2024 : **80.68 MM\$US**
- Le total des charges de l'année 2024 : **45.04 MM\$US**

$$C. A_{2024} = 80.68 - 45.04 = 35.64 \text{ MM\$US}$$

Le taux d'I.C.R appliqué est de 19% de Cas 1, car :

- La production journalière de projet est inférieure à **50 000 B.E.P**
- Le coefficient $R_2 = 0.01$, donc $R_2 < 1$

$$I. C. R_{2024} = 35.64 \times 19\% = 6.77 \text{ MM\$US}$$

L'impôt complémentaire sur le résultat total de projet : **1871.53 MM\$US**

3.4.2. L'impôt sur le résultat selon la loi (N° 19-13)

On prend l'année 2024 comme un exemple pour le calcul d'I.C.R :

$$I.R = \text{Résultat de l'exercice} \times \text{Taux de 30\%}$$

$$\text{Résultat de l'exercice} = \text{Revenu Pétrolier} - \text{Les Charges}$$

Tableau. IV. 11 : Les charges de l'année 2024 en MM\$US

	2024
I.R.H	1.02
Redevance	7.9
Amortissement de recherche	25.18
Amortissement de développement	31.54
Coût opératoire (OPEX)	3.81
Coût de Transport	1.69
Coût d'Abandon	0.13
Coût de Formation	0.23
Total des charges	71.5

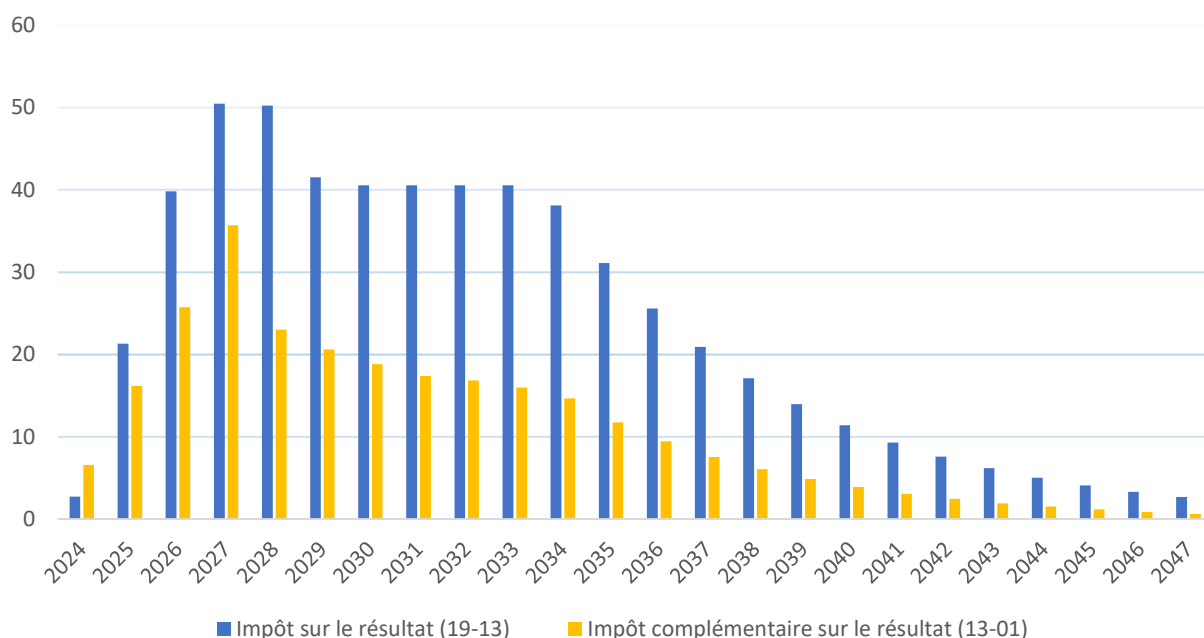
Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

- La production valorisée de l'année 2024 : **80.68 MM\$US**
- Le total des charges de l'année 2024 : **71.5 MM\$US**

$$\text{Résultat de l'exercice}_{2024} = 80.68 - 71.5 = 9.18 \text{ MM\$US}$$

$$I.R_{2024} = 9.18 \times 30\% = 2.75 \text{ MM\$US}$$

Figure. IV. 10 : Evolution d'I.C.R et d'I.R de projet en MM\$US



Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

D'après la figure ci-dessus, on remarque que les montants de l'impôt sur le résultat calculés par la loi (N° 19-13) sont supérieurs aux montants de l'impôt complémentaire sur le résultat calculés par la loi (N° 05-07) amendée par la (N° 13-01).

4. L'étude économique du projet « HASSI MESSAOUD »

4.1. Selon la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01)

Tableau. IV. 12 : Les résultats économiques du projet

	Projet hors fiscalité	SONATRACH	Etat
Cash-flow cumulé (MM\$US)	3814.48	1145.60	2668.88
V.A.N (MM\$US)	1085.84	324.16	761.68
T.R.I	37%	25%	
Délai de récupération (année)	9.38 9 ans 4 mois 16 jours	10.29 10 ans 3 mois 14 jours	
Indice de profitabilité (I.P)	5.52	1.65	

Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

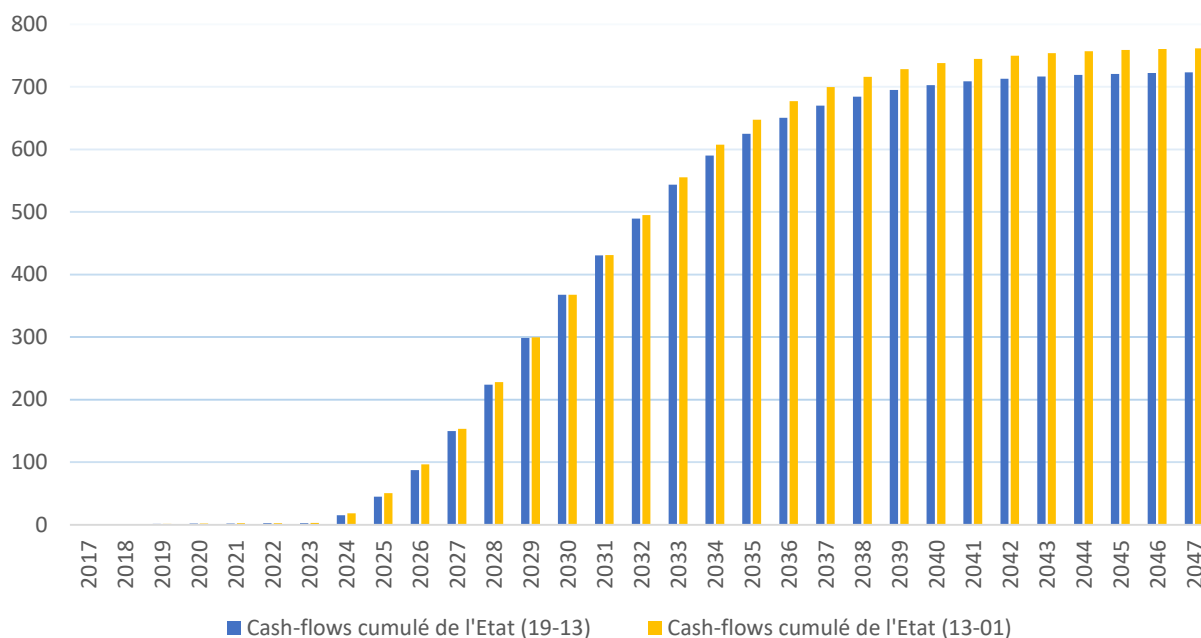
4.2. Selon la loi (N° 19-13)

Tableau. IV. 13 : Les résultats économiques du projet

	Projet hors fiscalité	SONATRACH	Etat
Cash-flow cumulé (MM\$US)	3814.48	1341.54	2472.94
V.A.N (MM\$US)	1085.84	362.98	722.86
T.R.I	37%	26%	
Délai de récupération (année)	9.38 9 ans 4 mois 16 jours	10.20 10 ans 2 mois 12 jours	
Indice de profitabilité (I.P)	5.52	1.85	

Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

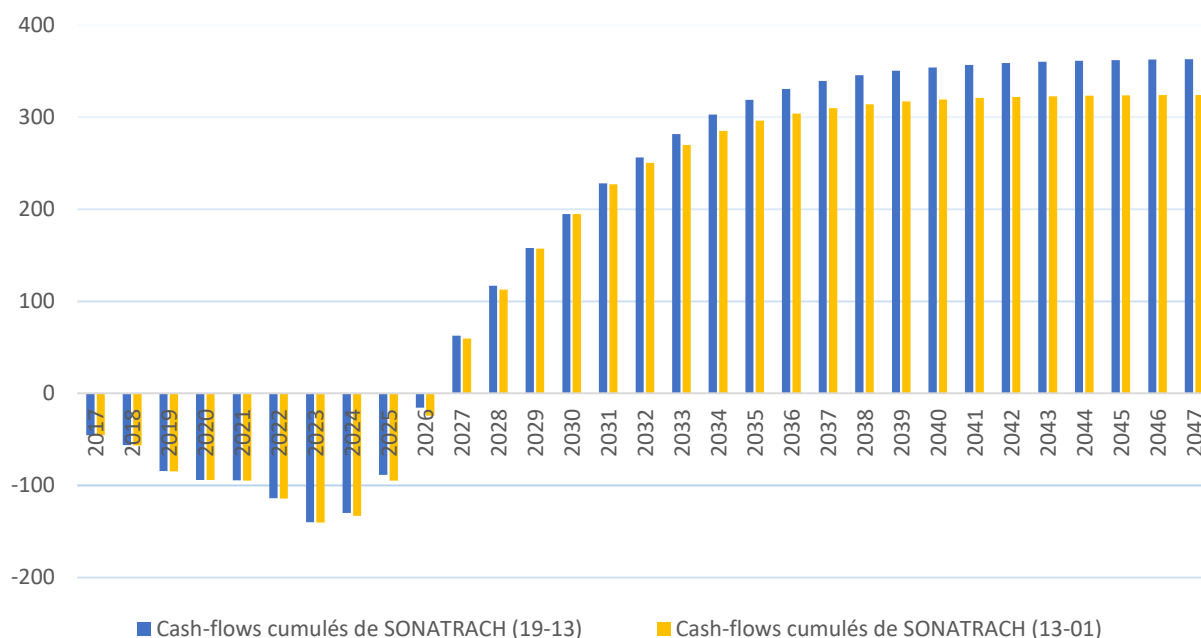
Figure. IV. 11 : Cash-flows cumulés de l'Etat selon les deux lois en MMSUS



Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

D'après la figure ci-dessus, nous constatons que les flux de trésorerie de l'Etat avec la nouvelle loi (N° 19-13) sont inférieurs à ceux de la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01).

Figure. IV. 12 : Cash-flows cumulés de l'Etat selon les deux lois en MM\$US



Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

D'après la figure ci-dessus, nous constatons que les flux de trésorerie de SONATRACH avec la nouvelle loi (N° 19-13) sont supérieurs à ceux de la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01).

LE CONTRAT « TOUGGOURT EST »

Le contrat Touggourt Est a débuté en 2015, avec une durée de 32 ans jusqu'à la fin de projet en 2047 :

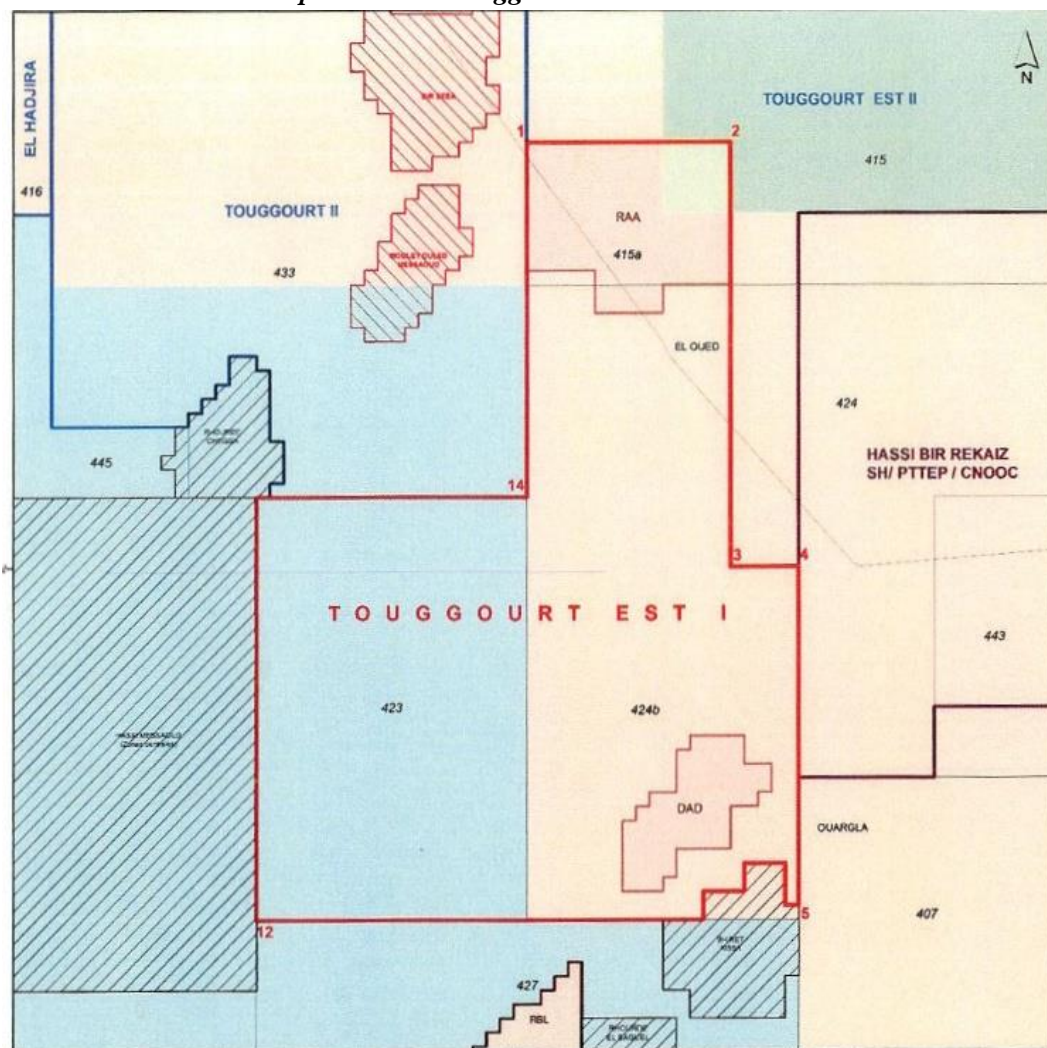
- **2015 - 2020 :** Période de recherche ;
- **2021 :** Année de transfert des découvertes ;
- **2022 - 2025 :** Période de développement ;
- **2024 - 2047 :** Période d'exploitation.

1. Plan de position du périmètre « Touggourt Est I »

Le périmètre « Touggourt Est I » est situé dans la direction Asset centre au bassin Amguid Messaoud. Le contrat est constitué de 60 parcelles entières situées sur les zones (B, C, D). Soit une superficie totale de 4 459 Km².

Les réserves évaluées (2P) sont de l'ordre de 56,2 Millions m³ d'huile récupérables.

Figure. IV. 13 : Présentation du périmètre « Touggourt Est I »



Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH.

2. Les données technico-économiques

Les données technico-économiques concernent à la fois les investissements de recherche et de développement, les coûts opératoires et le profil des hydrocarbures.

2.1. Les Investissements de Recherche et Développement (CAPEX)

Les investissements nécessaires à la réalisation de ce projet sont estimés à 326 MM\$US et réparties comme suit :

- **Recherche** : 188 MM\$US
- **Développement** : 138 MM\$US

Tableau. IV. 14 : Les investissements de recherche en MM\$US

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Investissement de recherches	0.1	41.90	28.10	41.70	26.60	50

Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

Tableau. IV. 15 : Les investissements de développement en MM\$US

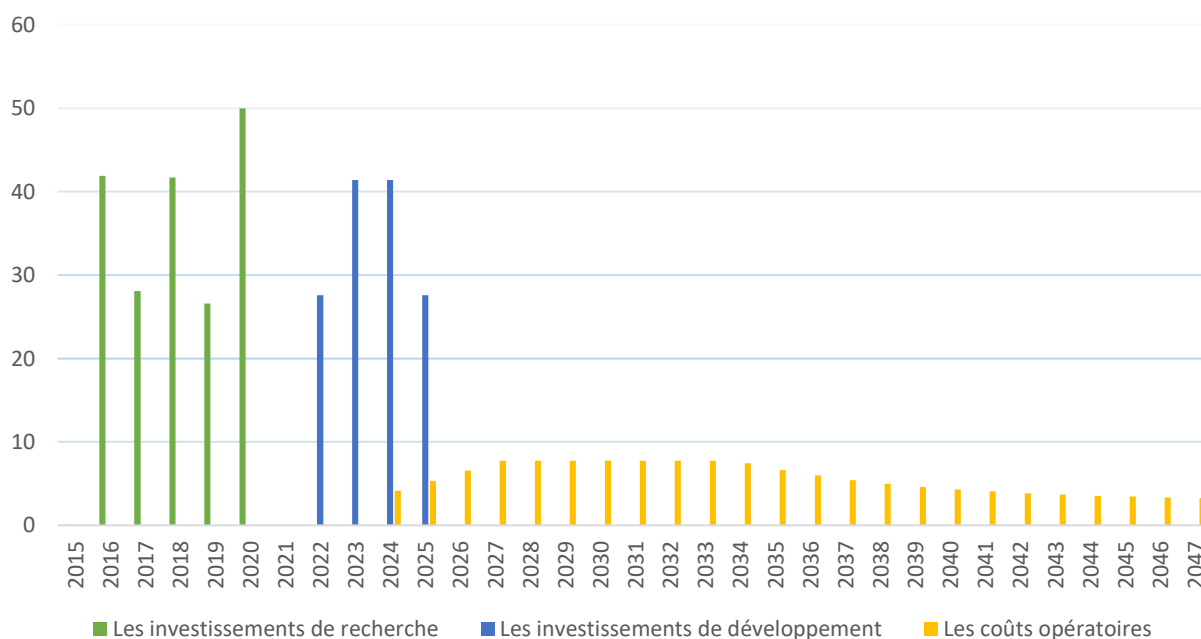
	2022	2023	2024	2025
Investissement de Développement	27.60	41.39	41.39	27.60

Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

2.2. Les coûts opératoires (OPEX) :

Les coûts opératoires de ce projet sont estimés à **135 MM\$US** de début de production (En 2024) jusqu'à la fin de production (En 2047)

Figure. IV. 14 : Présentation des CAPEX et OPEX en MM\$US



Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

2.3. Profil de production

La production globale est estimée à **90.37 MM B.E.P.**

La production débutera en 2024 et atteindra le seuil maximal qui est de **6.24 MM B.E.P** sur la période 2027-2033

Figure. IV. 15 : Evolution de la production annuelle en MM B.E.P



Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

3. Le calcul des montants des taxes et impôts

3.1. La taxe superficiaire

3.1.1. La taxe superficiaire selon la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01)

Le projet « Touggourt Est » est concerné par Les zones : B, C, D :

- **La zone C** : 2637 Km² avec 59% de réserve ;
- **La zone D** : 1750 Km² avec 39% de réserve ;
- **La zone B** : 72 Km² avec 2% de réserve

$$\text{Taxe Superficiare} = \text{Superficie} \times \text{Montant}$$

Tableau. IV. 16 : La taxe superficielle en MM\$US

	Période de recherche			Période d'exploitation
	Phase initiale	2 ^{ème} Phase	3 ^{ème} Phase	
La taxe superficielle	0.38	0.42	0.40	0.08

Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

3.1.2. La taxe superficielle selon la loi (N° 19-13)

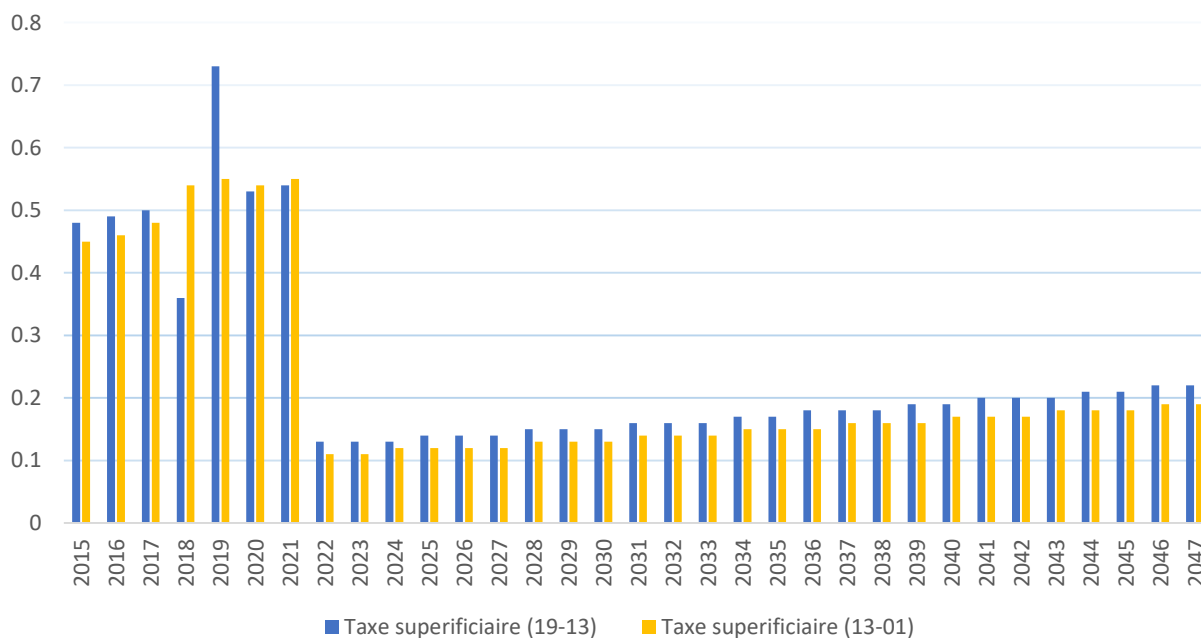
$$\text{Taxe Superficielle} = \text{Superficie} \times \text{Montant}$$

Tableau. IV. 17 : La taxe superficielle en MM\$US

	Période de recherche				Période d'exploitation
	1 ^{ère} à la 3 ^{ème} année	4 ^{ème} année	5 ^{ème} année	6 ^{ème} et 7 ^{ème} année	
La taxe superficielle	0.39	0.27	0.55	0.38	0.09

Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

Figure. IV. 16 : Evolution de La taxe superficielle de projet selon les deux lois en MM\$US



Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

D'après la figure ci-dessus, on remarque que les montants de la taxe superficielle calculés par la loi (N° 19-13) sont supérieurs aux montants calculés par la loi (N° 05-07) amendée par la (N° 13-01).

3.2. La Redevance

3.2.1. La redevance pétrolière selon la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01)

Le projet « Touggourt Est » est concerné par la première tranche de 0 à 20 000 B.E.P / JOUR car :

- La production journalière maximale est environ **17 095.26 B.E.P / JOUR** ;
- La moyenne de la production journalière est environ **9 800 B.E.P / JOUR**

$$\text{Redevance} = \text{Assiette de redevance} \times \text{Taux de Redevance}$$

$$\text{Assiette de redevance} = P.V - \text{Coût de transport}$$

P.V = La production valorisée

Tableau. IV. 18 : La redevance en MM\$US

	taux de la redevance	Assiette de redevance	Redevance
Zone B	8%	4202.54	5.46
Zone C	11%		273.36
Zone D	12.5%		206.16
		Total	484.97

Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

3.2.2. La redevance hydrocarbures selon la loi (N° 19-13)

$$\text{Redevance} = \text{Assiette de redevance} \times \text{Taux de 10\%}$$

$$\text{Assiette de redevance}$$

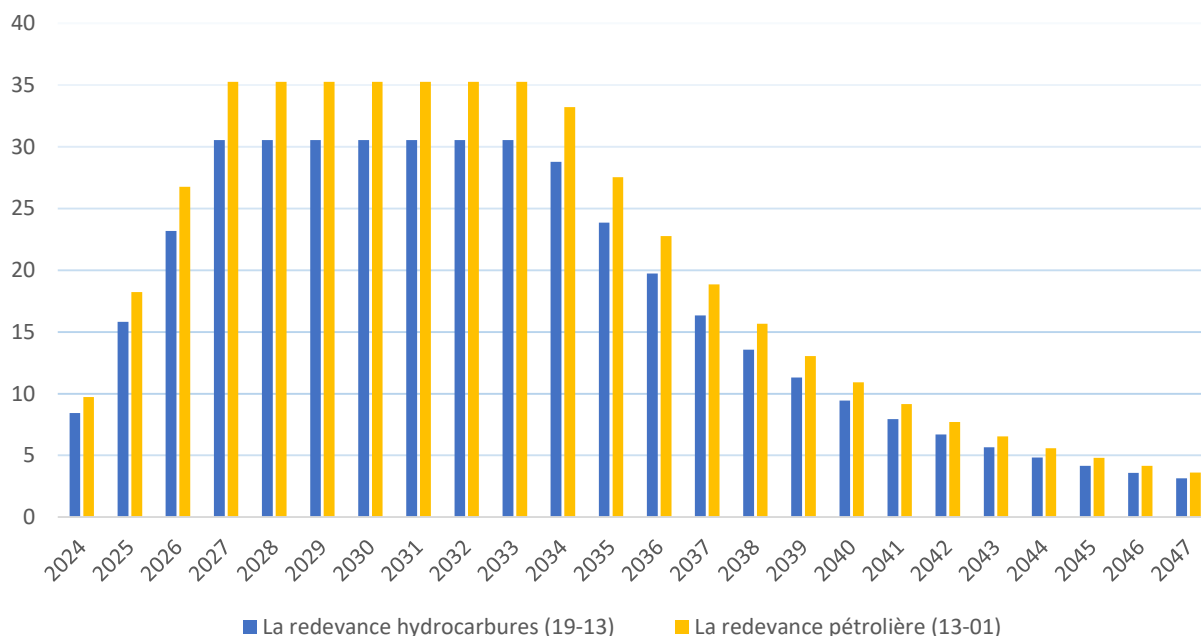
$$= P.V - \text{Coût de transport} - \text{Coût de liquéfaction} \\ - \text{Coût de séparation du gaz}$$

Tableau. IV. 19 : La redevance en MM\$US

Taux de redevance	Assiette de redevance	Redevance
10%	4202.54	420.25

Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

Figure. IV. 17 : Evolution de La redevance de projet selon les deux lois en MM\$US



Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l’IAP – SONATRACH

D’après la figure ci-dessus, on remarque que les montants de la redevance calculés par la loi (N° 19-13) sont inférieurs aux montants calculés par la loi (N° 05-07) amendée par la (N° 13-01).

3.3. La taxe sur le revenu pétrolier/L’impôt sur le revenu des hydrocarbures

3.3.1. La taxe sur le revenu pétrolier selon la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01)

$$T.R.P = Revenu Pétrolier \times Taux de T.R.P$$

Le projet « Touggourt Est » est concerné par Les zones : B, C, D

Tableau. IV. 20 : Le taux d’UPLIFT appliqué

	Investissement de Recherche et de Développement		
	Taux d’Uplift	Durée	Tranche annuelle d’investissement
Zone A et B	15%	5 ans	20%
Zone C et D	20%	8 ans	12.5 %

Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l’IAP – SONATRACH

On prend l’année 2024 comme un exemple pour le calcul de T.R.P :

Le calcul de revenu pétrolier :

$$\text{Revenu Pétrolier} = P.V - \text{Déductions Autorisées}$$

Tableau. IV. 21 : Les déductions autorisées de l'année 2024 en MM\$US

	2024
Amortissement de crédit d'impôt (past-cost) Uplifté	8.20
Amortissement de recherche Uplifté	28.27
Amortissement de développement Uplifté	10.35
Redevance	9.74
Coût de Transport	1.81
Coût d'Abandon	0.14
Coût de Formation	0.23
Total des déductions autorisées	58.70

Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

- La production valorisée de l'année 2024 : **86.22 MM\$US**
- Le total des déductions autorisées de l'année 2024 : **58.70 MM\$US**

$$\text{Revenu Pétrolier}_{2024} = 86.22 - 58.70 = 27.52 \text{ MM\$US}$$

Le taux de T.R.P appliqué est de 20% de Cas 1, car :

- La production journalière de projet est inférieure à **50 000 B.E.P**
- Le coefficient $R_1 = 0.01$, donc $R_1 < 1$

$$T.R.P_{2024} = 27.52 \times 20\% = 5.5 \text{ MM\$US}$$

La Taxe sur le revenu pétrolier total de projet : **1423.24 MM\$US**

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

On prend l'année 2025 comme un exemple pour le calcul d'I.R.H :

$$I.R.H = \text{Revenu Pétrolier} \times \text{Taux d'I.R.H}$$

Tableau. IV. 22 : Les déductions autorisées de l'année 2025 en MM\$US

	2025
Amortissement de crédit d'impôt (past-cost) Uplifté	13.66
Amortissement de recherche Uplifté	47.12
Amortissement de développement Uplifté	27.60
Redevance	15.81
Coût Opérateur	5.34
Coût de Transport	3.39
Coût d'Abandon	0.27
Coût de Formation	0.23
Total des déductions autorisées	118.57

Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

- La production valorisée de l'année 2025 : **161.48 MM\$US**
- Le total des déductions autorisées de l'année 2025 : **113.42 MM\$US**

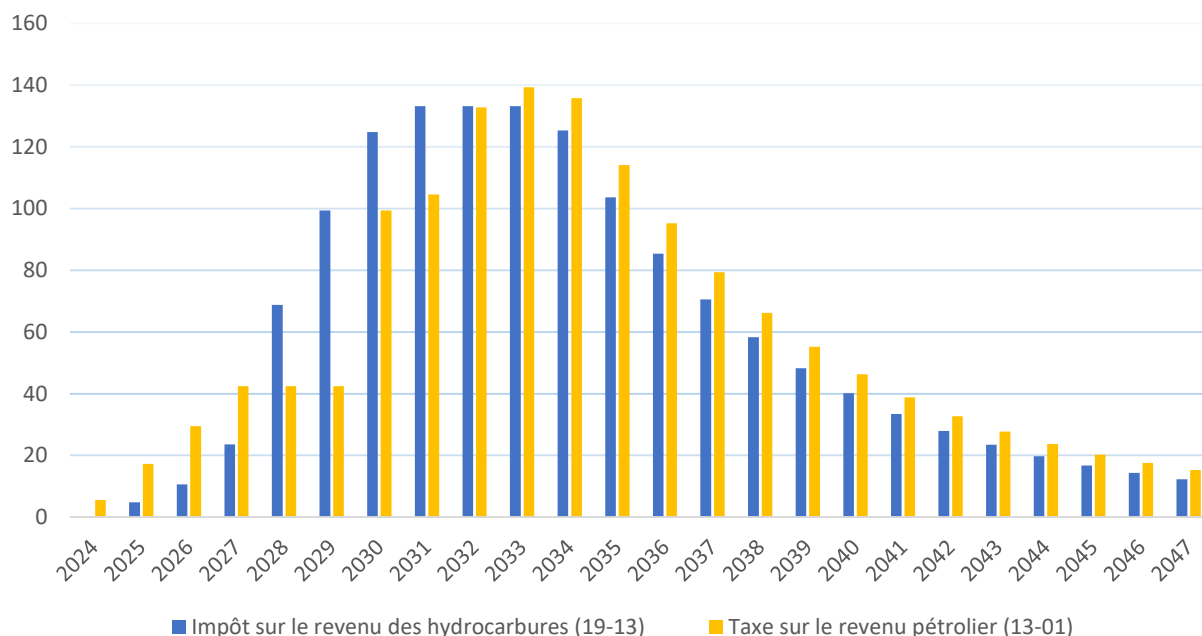
$$\text{Revenu Pétrolier}_{2025} = 161.48 - 113.42 = 48.06 \text{ MM\$US}$$

Le facteur $R = 0.24 < 1$, donc le taux d'I.R.H appliqué est de 10%

$$I.R.H_{2024} = 48.06 \times 10\% = 4.8 \text{ MM\$US}$$

L'impôt sur le revenu des hydrocarbures total de projet : **1410.48 MM\$US**

Figure. IV. 18 : Evolution de T.R.P et d'I.R.H de projet en MM\$US



Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

D'après la figure ci-dessus, on remarque que les montants de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures calculés par la loi (N° 19-13) sont inférieurs aux montants de la taxe sur le revenu pétrolier calculés par la loi (N° 05-07) amendée par la (N° 13-01).

[2028 – 2032] : les montants de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures calculés par la loi (19-13) sont supérieurs aux montants de la taxe sur le revenu pétrolier calculés par la loi (05-07) amendée par la (13-01).

3.4. L'impôt complémentaire sur le résultat / L'impôt sur le résultat

3.4.1. L'impôt complémentaire sur le résultat selon la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01)

On prend l'année 2024 comme un exemple pour le calcul d'I.C.R :

$$I.C.R = C.A \times \text{Taux d'I.C.R}$$

$$C.A = \text{Revenu Pétrolier} - \text{Les Charges}$$

Tableau. IV. 23 : Les charges de l'année 2024 en MM\$US

	2024
T.R.P	5.5
Redevance	9.74
Amortissement de crédit d'impôt (past-cost)	6.83
Amortissement de recherche	23.56
Amortissement de développement	8.19
Coût opératoire (OPEX)	4.14
Coût de Transport	1.81
Coût d'Abandon	0.14
Coût de Formation	0.23
Total des charges	60.14

Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

- La production valorisée de l'année 2024 : **86.22 MM\$US**
- Le total des charges de l'année 2024 : **60.14 MM\$US**

$$C. A_{2024} = 86.22 - 60.14 = 26.08 \text{ MM\$US}$$

Le taux d'I.C.R appliqué est de 19% de Cas 1, car :

- La production journalière de projet est inférieure à **50 000 B.E.P**
- Le coefficient $R_2 = 0.01$, donc $R_2 < 1$

$$I. C. R_{2024} = 26.08 \times 19\% = 4.95 \text{ MM\$US}$$

L'impôt complémentaire sur le résultat total de projet : **334.94 MM\$US**

3.4.2. L'impôt sur le résultat selon la loi (N° 19-13)

On prend l'année 2024 comme un exemple pour le calcul d'I.R :

$$I.R = \text{Résultat de l'exercice} \times \text{Taux de 30\%}$$

$$\text{Résultat de l'exercice} = \text{Revenu Pétrolier} - \text{Les Charges}$$

Tableau. IV. 24 : Les charges de l'année 2024 en MM\$US

	2024
I.R.H	-
Redevance	8.44
Amortissement de crédit d'impôt (past-cost)	6.83
Amortissement de recherche	23.56
Amortissement de développement	8.19
Coût opératoire (OPEX)	4.14
Coût de Transport	1.81
Coût d'Abandon	0.14
Coût de Formation	0.23
Total des charges	53.34

Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

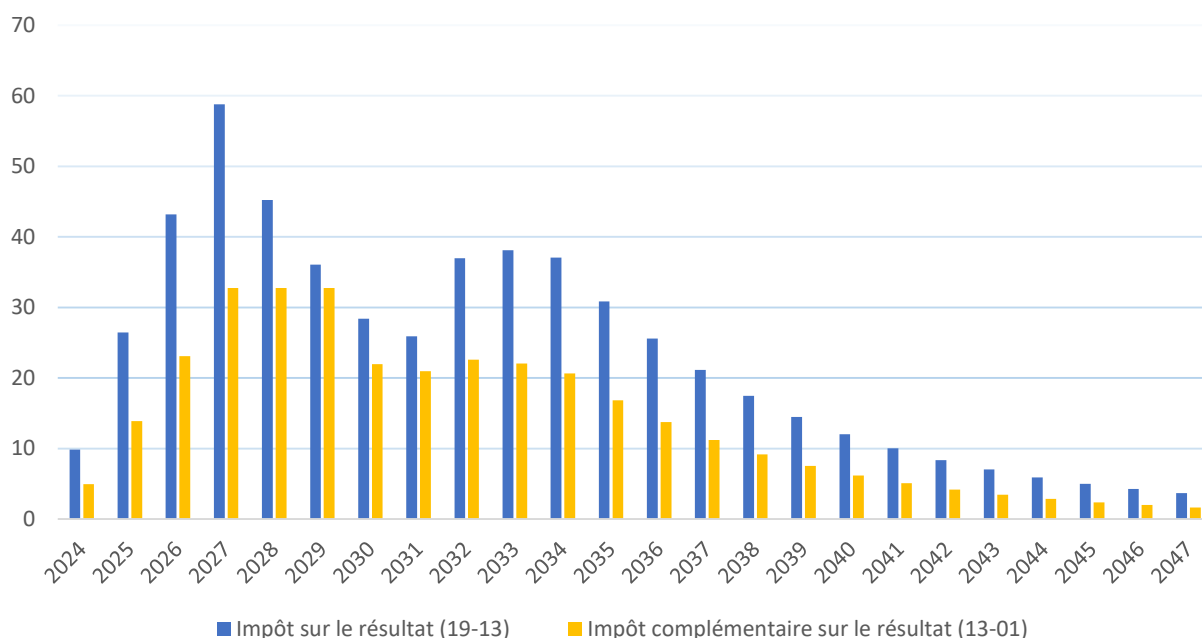
- La production valorisée de l'année 2024 : **86.22 MM\$US**
- Le total des charges de l'année 2024 : **53.34 MM\$US**

$$\text{Résultat de l'exercice}_{2024} = 86.22 - 53.34 = 32.88 \text{ MM\$US}$$

$$I.R_{2024} = 32.88 \times 30\% = 9.86 \text{ MM\$US}$$

L'impôt sur le résultat total de projet : **552.09 MM\$US**

Figure. IV. 19 : Evolution d'I.C.R et d'I.R de projet en MM\$US



Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

D'après la figure ci-dessus, on remarque que les montants de l'impôt sur le résultat calculés par la loi (N° 19-13) sont supérieurs aux montants de l'impôt complémentaire sur le résultat calculés par la loi (05-07) amendée par la (N° 13-01).

4. L'étude économique du projet « TOUGGOURT EST »

4.1. Selon la loi 05-07 amendée par la loi (N° 13-01)

Tableau. IV. 25 : Les résultats économiques du projet

	Projet hors fiscalité	SONATRACH	Etat
Cash-flow cumulé (MM\$US)	3723.85	1473.25	2250.60
V.A.N (MM\$US)	957.97	333.77	624.20
T.R.I	27%	19%	
Délai de récupération (année)	12.36 12 ans 4 mois 9 jours	13.61 13 ans 7 mois 9 jours	
Indice de profitabilité (I.P)	3.21	1.12	

Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

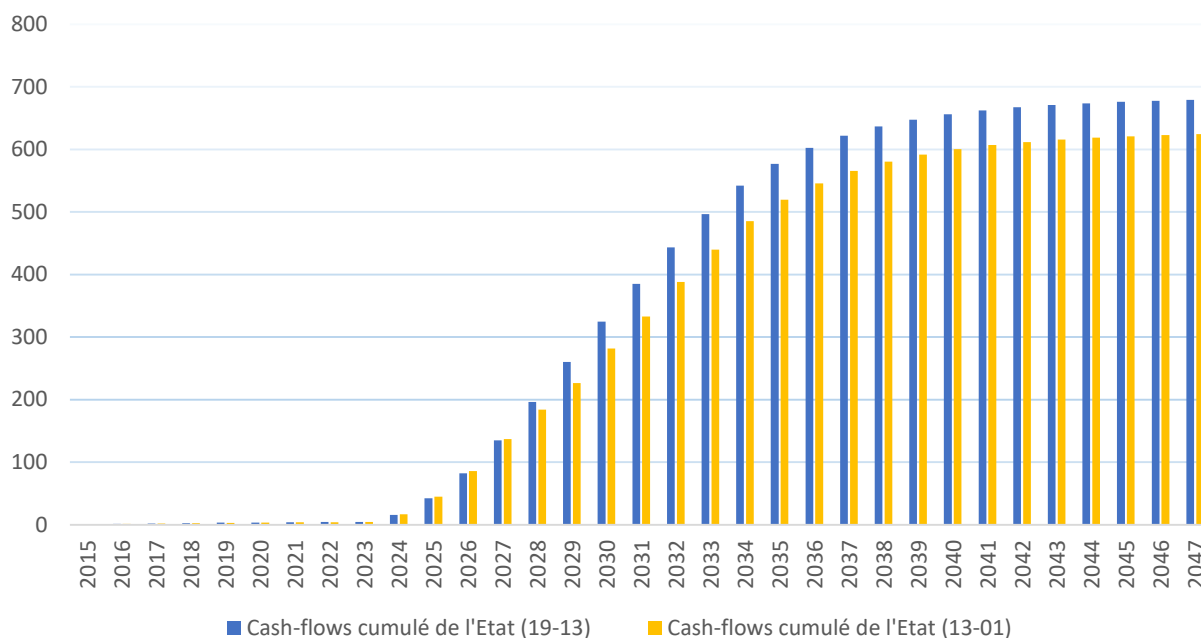
4.2. Selon la loi (N° 19-13)

Tableau. IV. 26 : Les résultats économiques du projet

	Projet hors fiscalité	SONATRACH	Etat
Cash-flow cumulé (MM\$US)	3723.85	1332.92	2390.93
V.A.N (MM\$US)	957.97	279.14	678.82
T.R.I	27%	18%	
Délai de récupération (année)	12.36 12 ans 4 mois 9 jours	13.70 13 ans 8 mois 12 jours	
Indice de profitabilité (I.P)	3.21	0.94	

Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

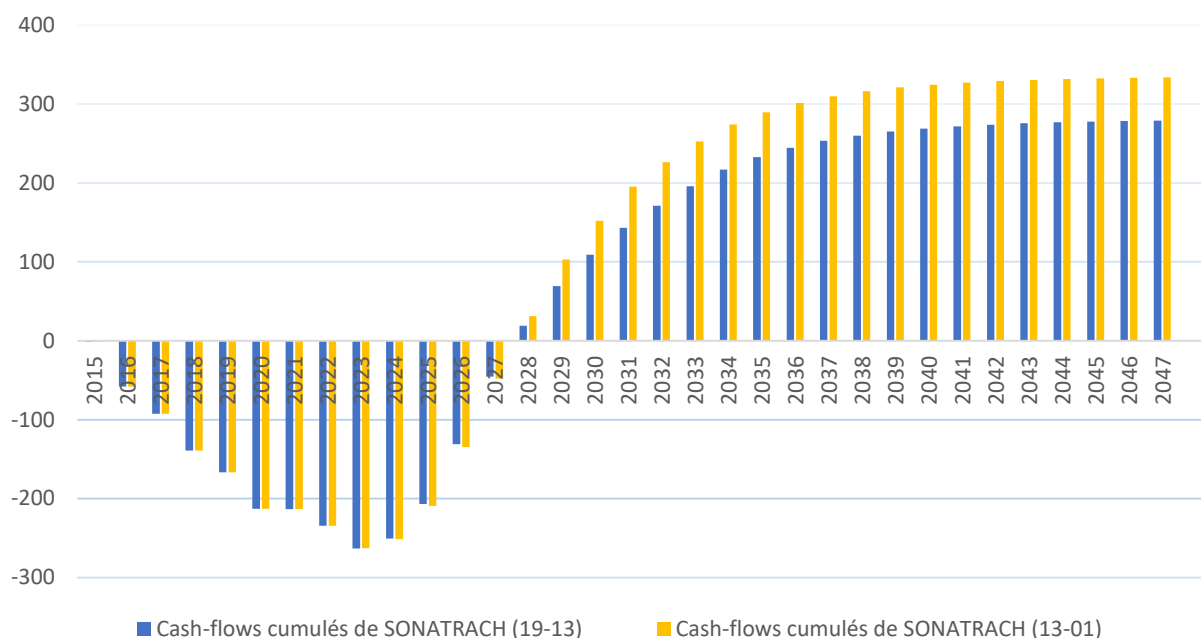
Figure. IV. 20 : Cash-flows cumulés de l'Etat selon les deux lois en MMSUS



Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

D'après la figure ci-dessus, nous constatons que les flux de trésorerie de l'Etat avec la nouvelle loi (N° 19-13) sont supérieurs à ceux de la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01).

Figure. IV. 21 : Cash-flows cumulés de SONATRACH selon les deux lois en MM\$US



Source : données fournies par le département évaluation économique et statistiques de l'IAP – SONATRACH

D'après la figure ci-dessus, nous constatons que les flux de trésorerie de SONATRACH avec la nouvelle loi (N° 19-13) sont inférieurs à ceux de la loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01).

Conclusion du chapitre

L'activité du département évaluation économique et statistique de la division exploration de SONATRACH, leur activité s'articule autour des hypothèses Technico-économiques pour évaluer la rentabilité de projet d'investissement, afin de prendre une décision finale de forer ou de ne pas forer

La nouvelle loi sur les hydrocarbures présente un système fiscal simplifié en termes de taux appliqués et de façon de détermination.

Le régime fiscal, prévu par la loi (N° 19-13) a fait augmenter d'une façon significative les revenus de l'État, par rapport à ceux générés de l'application de la loi (N° 13-01) relative aux hydrocarbures.

CONCLUSION GÉNÉRALE

CONCLUSION GÉNÉRALE

L'activité du département évaluation économique et statistique de la division exploration de SONATRACH, s'articule autour des hypothèses technico-économiques qui permettent d'opérer un choix de stratégie d'investissement. La performance d'un projet d'exploration production pétrolière est mesurée par trois critères : le timing, la réponse apportée par ce projet aux objectifs attendus par la compagnie pétrolière et le respect du budget. Plus le projet est borné, réaliste et réalisable, plus les chances de création de valeur sont importantes.

L'industrie pétrolière est une industrie stratégique, complexe et fortement capitalistique. Les enjeux sont importants compte tenu du risque inhérent et du coût élevé des investissements. L'activité amont constitue le maillon essentiel de cette chaîne. Elle est une succession continue et complémentaire de plusieurs travaux pétroliers qui ont pour but la découverte de nouveaux gisements d'hydrocarbures économiquement exploitables. L'amont pétrolier constitue un processus critique. Les phases « *exploration* » et « *exploitation* » sont gérées en projet du fait qu'elles sont spécifiques par l'unicité de leur résultat et par la mobilisation substantielle de ressources et de temps. L'évaluation de la rentabilité potentielle des projets en question est déterminée par de nombreuses variables liées aux rendements et aux coûts tout au long du cycle de vie du projet. A titre d'exemple les réserves, les investissements d'exploration, les coûts opératoires, la production et le prix du pétrole sont souvent incertains. En conséquence, Il est difficile de prévoir les cash-flows même pour les projets pétroliers les plus simples.

En Algérie, l'industrie pétrolière a connu une évolution importante. En 1971, l'Etat devient le propriétaire exclusif des richesses du sol et du sous-sol et les entreprises étrangères ne peuvent investir dans les activités de recherche et de production des hydrocarbures qu'en association avec la SONATRACH. Cette dernière doit posséder au moins 51% des actifs. La participation majoritaire de la SONATRACH signifie que le contrôle ne peut être exercé par le partenaire étranger qui ne peut aussi influencer les décisions du partenaire algérien. Pendant cette période, la fiscalité des hydrocarbures a connu une véritable avancée. Les chocs pétroliers de 1973 et de 1979 ont induit une très importante rente pétrolière qui a permis l'industrialisation de l'économie algérienne.

La baisse concomitante du cours du pétrole et du dollar survenue en 1986, a eu pour conséquence immédiate la diminution drastique des revenus pétroliers et aucune autre source de devises n'existait pour amortir la crise financière. L'Etat a alors procédé à l'ouverture du domaine minier par la promulgation de la loi 86-14, puis la loi (N° 05-07) amendée en 2013 et enfin la loi (N° 19-13). La promulgation de ces lois a pour objectif de relancer les investissements et les découvertes dans le domaine minier.

Pour voir l'impact de ce nouveau régime, Notre travail est basé principalement de faire une étude comparative entre la nouvelle loi (N° 19-13) et l'ancienne loi (N° 13-01) sur le cadre institutionnel,

juridique et fiscal de l'activité amont et l'évolution de ces lois relatives aux hydrocarbures, passant par la loi (N° 86-14) jusqu'à la nouvelle loi (N° 19-13), spécialement sur le plan fiscal avec l'application de ces nouvelles formules, et en se basant sur les critères d'évaluation du projet économique, ce qui nous donne l'impact du régime fiscal sur le revenu de l'État et sur l'amont pétrolier.

Ce nouveau régime est plus transparent par rapport au régime fiscal antérieur, il protège au mieux les intérêts de l'état à travers la Clarification des rôles respectifs du Ministre en charge de l'énergie avec un Allègement des sollicitations et des retours d'approbation du ministre chargé des hydrocarbures d'une part et le Renforcement du rôle de l'entreprise nationale en tant qu'acteur économique et opérationnel d'autre part . Ce nouveau régime clarifie aussi les rôles des agences ALNAFT qui est chargé de l'octroi des autorisations de prospections, les concessions amont et les actes d'attribution relatifs aux contrats d'hydrocarbures et ses avenants. Elle est aussi chargée de leur introduction auprès du ministre pour approbation. ALNAFT ne fait plus partie des contrats de recherche et/ou d'exploitation des hydrocarbures, ainsi que des contentieux ou aléas contractuels qui peuvent surgir lors de l'exécution des dits contrats. Elle octroie à SONATRACH seul ou à SONATRACH avec ses partenaires, le droit d'exercer les activités de recherches et d'exploitations des hydrocarbures. Et avec la création de conseil de surveillance En particulier, le rôle renforcé de l'ARH en matière de protection de l'environnement, de la santé et de la sécurité. Le rôle économique et opérationnel de l'entreprise nationale, SONATRACH, est également réaffirmé et renforcé.

La fiscalité pétrolière demeure l'élément le plus efficient susceptible d'augmenter les recettes financières de l'état, pour cette raison, le législateur algérien a installé un nouveau régime fiscal ayant pour objet de diversifier les rentrés de l'état, par l'instauration de multiples droits et taxes avec Un allègement et une simplification du système fiscal en termes des nouveaux taux applicables. Ce nouveau système est basé principalement sur les impôts et taxes suivantes (Taxe superficielle, Redevance, Impôt sur le revenu des hydrocarbures, Impôt sur le résultat, et Impôt sur la rémunération du Co-contractant), Les nouvelles dispositions fiscales pour la prise en charge des hydrocarbures ne font pas de distinction entre les hydrocarbures Non Conventionnels et Conventionnels. Les mêmes taux sont appliqués pour les deux types d'hydrocarbures. Ces taux réduits de la Redevance Hydrocarbures et de l'Impôt sur le Revenu des Hydrocarbures (Le taux réduit pour la Redevance ne peut être inférieur à **5%**, tandis que le taux d'impôt sur le Revenu des Hydrocarbures varie de **10% à 20%**).

En conclusion malgré que la loi (N° 13-01) possède plusieurs points forts notamment la détermination des taux de la TRP et de l'ICR est basée sur la rentabilité du projet, plusieurs points faibles sont à éliminer en l'occurrence un régime fiscal compliqué à appliquer par rapport aux régimes fiscaux des autres pays, recours à plusieurs textes réglementaires, les incohérences liées à un certain niveau de prix , parmi les dysfonctionnements la réaction de R2, ce dernier est rapidement supérieur à 1 et par conséquent les taux appliqués pour la TRP et l'ICR sont des taux plafonds, considération de la TRP et de l'ICR lors de la détermination du PBI, régime fiscal non adéquat aux gisements Brown Fields.

La nouvelle loi (N° 19-13) qui a abrogé la loi (N° 13-01) est un succès pour l'état ainsi que pour les investisseurs étrangers. Son but est de collecter la rente la plus élevée possible tout en préservant l'attractivité fiscale, dans l'optique de réaliser un partenariat « gagnant-gagnant » d'après notre étude de cas des trois projets réalisés dans des zones différentes. Le régime fiscal, prévu par la loi (N° 19-13) a fait augmenter d'une façon significative les revenus de l'État, par rapport à ceux générés de l'application de la loi (N° 13-01) relative aux hydrocarbures. Le facteur R calculé sur la base des revenus nets cumulés et des dépenses cumulées est rapidement supérieur à 1 et par conséquent les taux appliqués pour l'IRH atteignent le plafond prévu.

En contrepartie il y a des insuffisances que les législateurs doivent prendre en considération. Cette nouvelle loi est non adossée à une politique énergétique explicite, l'absence de conseil de l'énergie et risque d'instabilité juridique (absence de texte d'application), désert en matière de politique économique pour le GN, la pétrochimie, le raffinage, la distribution, les GNV, les énergies renouvelables, les ressources minières des roches mères, l'offshore et le gaz de schiste est reporté au-delà de 2030 et en fin l'absence de toute référence au secteur privé algérien qui devrait être au centre du secteur pétrolier.

BIBLIOGRAPHIE

OUVRAGE

- BABUSIAUX (D), Recherche et production de pétrole et du gaz, réserves, coûts, contrats, édition TECHNIP 2002
- DIKOUME (A.L), La fiscalité pétrolière des États membres de la CEMAC, édition l'HARMATTAN, Paris.2006
- HELFER Jean-Pierre, KALIKA Michel et ORSONI Jacques (2004), Management stratégie et organisation, 5eme Edition, Paris, Vuibert .Juin 2015

Thèses et Mémoires

- M. BENCHIKH, Les instruments juridiques de la politique Algérienne des hydrocarbures, thèse pour l'obtention de doctorat d'État en droit, Université d'Alger.1971
- Mémoire en vue de l'obtention du diplôme de Magistère en Droit Option : Droit des affaires comparé Thème : Les caractéristiques de la fiscalité pétrolière en droit Algérien de BENDJILALI Zine El Abidine, Encadré par : Pr YELLES CHAOUICHE Bachir, UNIVERSITÉ D'ORAN FACULTÉ DE DROIT, 2014, ORAN
- FERHATI Fatima Zohra Et KAOUANE Nissia "Conception d'un outil d'aide multicritère à la décision pour le ranking des projets d'exploration dans l'amont pétrolier (SONATRACH)", mémoire de master, Université M'hamed Bougara Boumerdès, Algérie, 2017

Articles et revues

- La loi (N° 86-14) relatives aux hydrocarbures
- La loi (N° 05-07) relatives aux hydrocarbures
- L'ordonnance (N° 06-10) relatives aux hydrocarbures
- La loi (N° 13-01) relatives aux hydrocarbures
- La loi (N° 19-13) relatives aux hydrocarbures

Webographie

- www.sonatrach.dz
- www.aps.dz
- www.pwcalgerie.com
- www.algerie-eco.com/2020/03/14
- www.elwatan.com
- www.joradp.dz
- www.liberte-algerie.com